



Facultad de Ingeniería
Ingeniería Eléctrica y de Potencia

Programa Especial de Titulación:
“Plan de Mantenimiento para Reducir las Interrupciones Imprevistas de la Línea de Transmisión de 60 KV, L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de Electro Puno Reportadas al Osinergmin”

Autor: Jovana Jesica Mayta Yupanqui

para optar el Título Profesional de
Ingeniero Eléctrico y de Potencia

Lima – Perú

2018

DEDICATORIA

Dedicado a mis padres, quienes me guían y encaminan, siempre han procurado que este bien y tenga una mejor educación de la que ellos tuvieron. A mi hermana Elva quien hace el papel de mi segunda madre, brindándome su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por todos los momentos y oportunidades que pone en mi camino, siempre permitiéndome aprender de mis errores y dándome mucha fortaleza para continuar con mi día a día. A mis padrinos por siempre tener palabras de aliento en los momentos precisos.

RESUMEN

La línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael brinda suministro eléctrico a más de 3647 usuarios y viene presentando múltiples interrupciones por descargas atmosféricas y es identificado por el Organismo Regulador OSINERGMIN como sistema de transmisión críticos, por exceder las tolerancias de Tasa de falla e Indisponibilidad que surge de la evaluación que se realiza de la información reportada por la empresa de acuerdo al procedimiento N.º 091-2006-OS/CD.

El objetivo de este informe de suficiencia profesional es diseñar un plan de mantenimiento para reducir las interrupciones imprevistas causadas por descargas atmosféricas de la línea de transmisión de 60 kV, L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de Electro Puno.

ABSTRACT

The purpose of this professional proficiency report is to design a maintenance plan to reduce unforeseen interruptions caused by atmospheric discharges from the 60kV transmission line, L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael of Electro Puno.

For this, a criticality analysis of the mentioned line is made in the period 2014 to 2017, in which high rates of failure rate have been obtained, which in turn is reflected in large fines imposed by the OSINERMIN Regulatory Body.

All this indicates the need to implement a new system to develop maintenance and obtain better indicators.

The maintenance plan details the activities, the frequency, the personnel and the procedure to be developed.

CARTA DE AUTORIZACIÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA DE SISTEMAS Y ELECTRÓNICA

PROGRAMA ESPECIAL DE TITULACIÓN

CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA USO DE DATOS EN PROYECTO

Lima, 10 de agosto de 2018

Yo, Angel Daniel Robles Saravia identificado con DNI N° 20077780, Especialista III (Área de Supervisión de Transmisión Eléctrica), representante del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN con RUC N° 20376082114, autorizo a Jovana Jesica Mayta Yupanqui utilizar los datos de la organización necesarios para desarrollar su Informe de Suficiencia Profesional referidos al proyecto Gestión De Mantenimiento Para Reducir Las Desconexiones Imprevistas De Los Sistemas De Transmisión Eléctrica.


Firma y Sello Representante de Empresa *A. Daniel Robles S.*
DNI 20077780
CIP 141306

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
RESUMEN.....	IV
ABSTRACT	V
DECLARACIÓN JURADA.....	VI
CARTA DE AUTORIZACIÓN.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
INDICE DE TABLA	XII
ÍNDICE DE FIGURA	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XVI
CAPÍTULO 1.....	1
ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. Definición del problema	1
1.1.1.Descripción del Problema.....	1
1.1.2.Formulación del Problema	1
1.2. Definición del Objetivos.....	1
1.2.1.Objetivos Generales.....	1
1.2.2.Objetivos Específicos.....	2
1.2.3.Alcance y Limitaciones.....	2
1.2.4.Justificación	2
1.2.5.Estado de arte.....	3
CAPITULO 2	5
FUNDAMENTO TEÓRICO	5
2.1. Sistema de transmisión eléctrica.....	5
2.2. Elementos principales de un sistema de transmisión	6
2.2.1.Conductor	6

2.2.2. Aisladores	7
2.2.2.1. Tipos de Materiales de los aisladores:.....	7
2.2.2.2. Tipos de aisladores según su diseño.....	10
2.2.3. Estructura	10
2.2.3.1. Tipos de estructuras según su función	12
2.2.4. Herrajes	13
2.3. Descargas atmosféricas.....	16
2.3.1. Efecto de las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión:	17
2.3.2. Protección contra las descargas atmosféricas:	17
2.4. Desempeños de las líneas de transmisión	18
2.4.1. Escala de Multas.....	19
2.5. Plan de mantenimiento.....	23
2.5.1. Estructura de un plan de mantenimiento	24
2.5.1.1 Ubicación de equipos:	24
2.5.1.2. Mantenimiento.....	24
2.5.1.3. Frecuencia de mantenimiento	27
2.5.1.4. Tiempos de mantenimiento	27
2.5.1.5. Recomendación del fabricante	27
2.5.1.6. Análisis de criticidad.....	28
2.5.1.7. Equipos para mantenimiento.....	29
2.5.1.8. Repuestos - MTBF	29
2.5.1.9. Organigrama y personal.....	30
2.5.1.10 Codificación de partes y sistemas	34
2.5.1.11. Cartilla de mantenimiento.....	35
2.5.1.12. Historial de mantenimiento	36
CAPITULO 3.....	37
DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN.....	37
3.1. Sistema de transmisión línea L-6021 S.E. Azángaro – S.E. San Rafael.....	37

3.1.1.	Características principales de la L-6021.....	37
3.2.	Ubicación	40
3.3.	Proceso de producción.....	43
3.4.	Mantenimiento para la línea de transmisión L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael	43
3.4.1.	Programa De Mantenimiento	44
3.4.1.1.	Mantenimiento preventivo sin corte de energía:	44
3.4.1.2.	Mantenimiento Anual Programado con corte de energía	45
3.5.	Análisis de criticidad.....	46
3.5.1.	Análisis de los efectos de las descargas atmosféricas en la línea L-6021 con el software ATDRAW	48
3.6.	Equipos para mantenimiento.....	52
3.7.	Repuestos – MTBF	53
3.8.	Organigrama y personal.....	54
3.9.	Codificación de partes.....	55
3.10.	Cartilla de mantenimiento.....	58
3.11.	Historial de mantenimiento.....	63
3.12.	Índices de mantenimiento	64
3.13.	Desempeño de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael.	65
3.14.	Cálculo de la multa de acuerdo a Osinergmin	69
3.15	Gestión de mantenimiento	73
CAPITULO 4.....		77
RESULTADOS		77
4.1.	Resultados	77
4.1.1.	Resultados.....	77
4.1.2.	Presupuesto.....	78
4.1.3.	Cronograma	84
CONCLUSIONES		85
GLOSARIO		86

BIBLIOGRAFÍA.....	87
ANEXOS.....	89

INDICE DE TABLA

Tabla 1. Tolerancias de indicadores de performance.....	19
Tabla 2. Matriz de criticidad	28
Tabla 3. Planilla de estructuras de la línea L-6021 (Anexo 5)	41
Tabla 4. Principales causas de interrupciones	46
Tabla 5. Tolerancia	47
Tabla 6. Matiz de criticidad para la L-6021.....	47
Tabla 7. Datos técnicos de la línea L.6021	48
Tabla 8. Características de los equipos	53
Tabla 9. Característica de la L-6021	53
Tabla 10. Planilla de estructuras.....	57
Tabla 11. Cartilla de medición de puesta a tierra	59
Tabla 12. Cartilla de inspección de termografía	59
Tabla 13. Cartilla de inspecciones ligeras	60
Tabla 14. Cartilla de inspecciones minuciosas.....	60
Tabla 15. Cartilla de mantenimiento de señalización de estructuras	61
Tabla 16. Cartilla de medición de la distancia mínima de seguridad	62
Tabla 17. Cartilla de instalación o retiro de crucetas	62
Tabla 18. Cartilla de cambio de retenidas	62
Tabla 19. Cartilla de reforzamiento de bases de postes de madera.....	63
Tabla 20. Historial de mantenimiento.....	64
Tabla 21. Indicador de Tasa de Falla.....	64
Tabla 22. Indicador de Indisponibilidad	65
Tabla 23. Data validada	67
Tabla 24. Verificar los valores de tasa de falla e indisponibilidad	68
Tabla 25. Indicador de Tasa de Falla.....	69
Tabla 26. Indicador Indisponibilidad.....	69

Tabla 27. Consideraciones técnicas de la L-6021	70
Tabla 28. Consideraciones de modulo estándar y Costo de Operación y Mantenimiento	70
Tabla 29. Consideraciones de desempeño de la L-6021	70
Tabla 30. Consideraciones técnicas de la L-6021	71
Tabla 31. Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de Operación y Mantenimiento	71
Tabla 32. Consideraciones de desempeño	72
Tabla 33. Determinación de la Multa reales	72
Tabla 34. Tarjeta de Control de Inventario	74
Tabla 35. Presupuesto	83
Tabla 36. Cronograma de actividades	84

ÍNDICE DE FIGURA

Figura 1. Evolución del mantenimiento	4
Figura 2. Ubicación del sistema de transmisión	5
Figura 3. Corte transversal de un conductor con refuerzo de acero con 7 hilos de acero y 24 de aluminio	7
Figura 4. Aisladores de porcelana y vidrio	9
Figura 5. Aislador polimérico.....	10
Figura 6. Herrajes para líneas de transmisión.....	16
Figura 7. Organigrama del área de mantenimiento	34
Figura 8. Placa de señalización	35
Figura 9. Diagrama unifilar de la L-6021 (Anexo 1).....	37
Figura 10. Soporte de retención o anclaje (Anexo 2)	38
Figura 11. Soporte de ángulo (Anexo 3)	39
Figura 12. Soporte de alineación (Anexo 4)	40
Figura 13. Área de concesión (Anexo 6).....	43
Figura 14. Diagrama unifilar del proceso de producción L-6021 (Anexo 7)	43
Figura 15. Alturas de la línea de transmisión L-6021	48
Figura 16. Entorno del softwaree ATPDRAW.....	49
Figura 17. Entorno del softwaree ATPDRAW – verificación de la disposicion de las crucetas.....	50
Figura 18. Modelamiento de la linea de trasmisión en el softwaree ATPDRAW.....	50
Figura 19. Modelamiento del circuito completo de la línea de transmisión en el softwaree ATPDRAW.....	50
Figura 20. Forma de onda en estado estable - softwaree ATPDRAW.....	51
Figura 21. Forma de onda en estado de falla- softwaree ATPDRAW.....	51
Figura 22. Organigrama del personal de mantenimiento Línea de transmisión	54
Figura 23. Señalización de advertencia	55
Figura 24. Placa para secuencia de fases en línea trifásicas	55

Figura 25. Placa para numeración de estructura.....	56
Figura 26. Ubicación de la señales en el poste	56
Figura 27. Símbolo de puesta a tierra	56

INTRODUCCIÓN

Osinerghmin es un organismo público que tiene como función regular y supervisar que las entidades del sector eléctrico cumplan con las disposiciones legales de sus actividades.

Actualmente las empresas que operan sistemas de transmisión mayores a 30 kV, registran todas las interrupciones (programadas e imprevistas) que presentan a través del sistema Extranet de Osinerghmin que está disponible para ese fin, en función a estos registros se calcula el indicador de tasa de falla e indisponibilidad, según está dispuesto en el procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión.

Los últimos años se han venido presentando problemas de interrupciones imprevistas recurrentes en las instalaciones los sistemas de transmisión de empresas ubicadas en la sierra del Perú, las interrupciones tienen como causas predominantes las descargas atmosféricas, líneas a punto de congestionar, líneas congestionadas y falla de equipos. (Osinerghmin, 2016)

La empresa Electro Puno con la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael la cual es el objeto del presente proyecto, tiene como principal causa de interrupciones: las descargas atmosféricas, corte por emergencia, fuertes vientos y otros fenómenos naturales. (Osinerghmin, 2016)

El objetivo es diseñar un plan de mantenimiento para reducir las interrupciones línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de Electro Puno causadas por descargas atmosféricas, esta necesidad nace porque la entidad tiene que cumplir con su misión que es asegurar un suministro de energía confiable y sostenible.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES

1.1. Definición del problema

Osinerghmin ha identificado a la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael como un sistema de transmisión crítico, debido a las múltiples interrupciones causadas por descargas atmosféricas, las cuales han generado problemas en el suministro eléctrico de la región Puno.

1.1.1. Descripción del Problema

Las múltiples descargas atmosféricas que afectan la línea de transmisión L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael, vienen incrementado las interrupciones de suministro eléctrico.

1.1.2. Formulación del Problema

¿Con el diseño de un plan de mantenimiento se reducirá las interrupciones imprevistas ocasionadas por descargas atmosféricas a la L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael?

1.2. Definición del Objetivos

1.2.1. Objetivos Generales

Diseñar un plan de mantenimiento para reducir las interrupciones imprevistas causadas por descargas atmosféricas de la línea de transmisión de 60 kV, L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de Electro Puno.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Analizar la criticidad de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de Electro Puno ante los efectos de las descargas atmosféricas.
- Evaluar el desempeño de los trabajos de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael.
- Evaluar los tipos de mantenimiento y la frecuencia necesaria.

1.2.3. Alcance y Limitaciones

Alcance

El alcance será para la línea de transmisión de 60 kV L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael de propiedad de Electro Puno.

Limitaciones

No se podrá verificar in situ las instalaciones de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael, por no contar con los permisos necesarios y por la distancia a la que se encuentra.

1.2.4. Justificación

Ante las continuas interrupciones de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael causadas por las descargas atmosféricas, las cuales han hecho eco en el organismo regulador Osinergmin la cual a declarados a la L-6021 como un sistema de transmisión crítico. Resulta de especial interés buscar medios que permitan reducir las interrupciones de la línea, para lo cual se tiene previsto realizar un plan de mantenimiento especio para línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael.

Con el plan de manteniendo se busca reducir las interrupciones por ende reducir las salidas de servicio con lo cual mantendremos la confiabilidad del sistema de transmisión de la región puno, beneficiando a más de 3647 usuarios.

1.2.5. Estado de arte

Según López (2013), la evolución del mantenimiento tiene cinco generaciones, las cuales son:

- **Primera generación de mantenimiento**

En esta primera etapa solo se limita a reparar las fallas y averías que surgen, los mantenimientos fundamentalmente eran correctivos.

- **Segunda generación de mantenimiento**

Se buscaba una mayor continuidad en la producción, con lo cual nace el concepto de mantenimiento preventivo, para que los equipos duren lo más posible dentro de la producción.

- **Tercera generación de mantenimiento**

Se plantea nuevas visiones, tanto que los mantenimientos preventivos ya no son rutinarios sino ajustado a las normas vigentes y se evalúa la rentabilidad.

Aparecen mantenimientos según condición, los predictivos y otras técnicas como el RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad) y el TPM (mantenimiento productivo total).

- **Cuarta generación de mantenimiento**

Integrados todos los conceptos anteriores, la gestión del mantenimiento se orienta hacia la satisfacción del cliente. Se extiende la externalización del servicio de mantenimiento y se fijan ratios medibles para poder calificar el servicio de mantenimiento, con bonificaciones y penalizaciones. Los responsables de mantenimiento deben tener un conocimiento exhaustivo de

las normativas para no incurrir en errores legales.

- **Quinta generación de mantenimiento**

La importancia de los recursos energéticos y la eficiencia de los mismos hoy en día es vital ya que los recursos se agotan, por lo cual tiene un papel capital en el mantenimiento y explotación de la instalación.

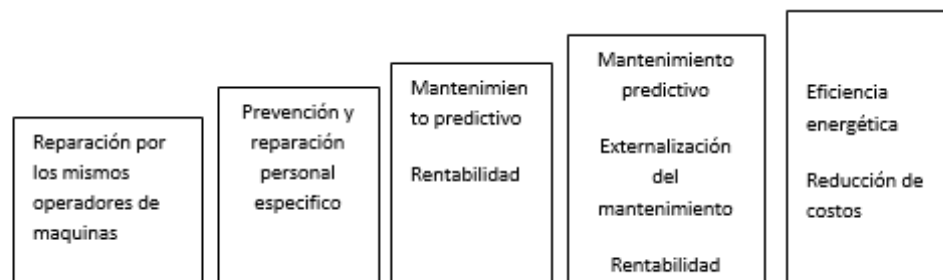


Figura 1. Evolución del mantenimiento

Fuente: (Lopez, 2013)

CAPITULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. Sistema de transmisión eléctrica

Culminado el proceso de generación eléctrica se tiene que llevar la energía eléctrica mediante estructuras hacia las subestaciones eléctricas, las cuales se encuentran ubicadas en lugares estratégicos, finalmente, la energía eléctrica es distribuida a los usuarios finales.

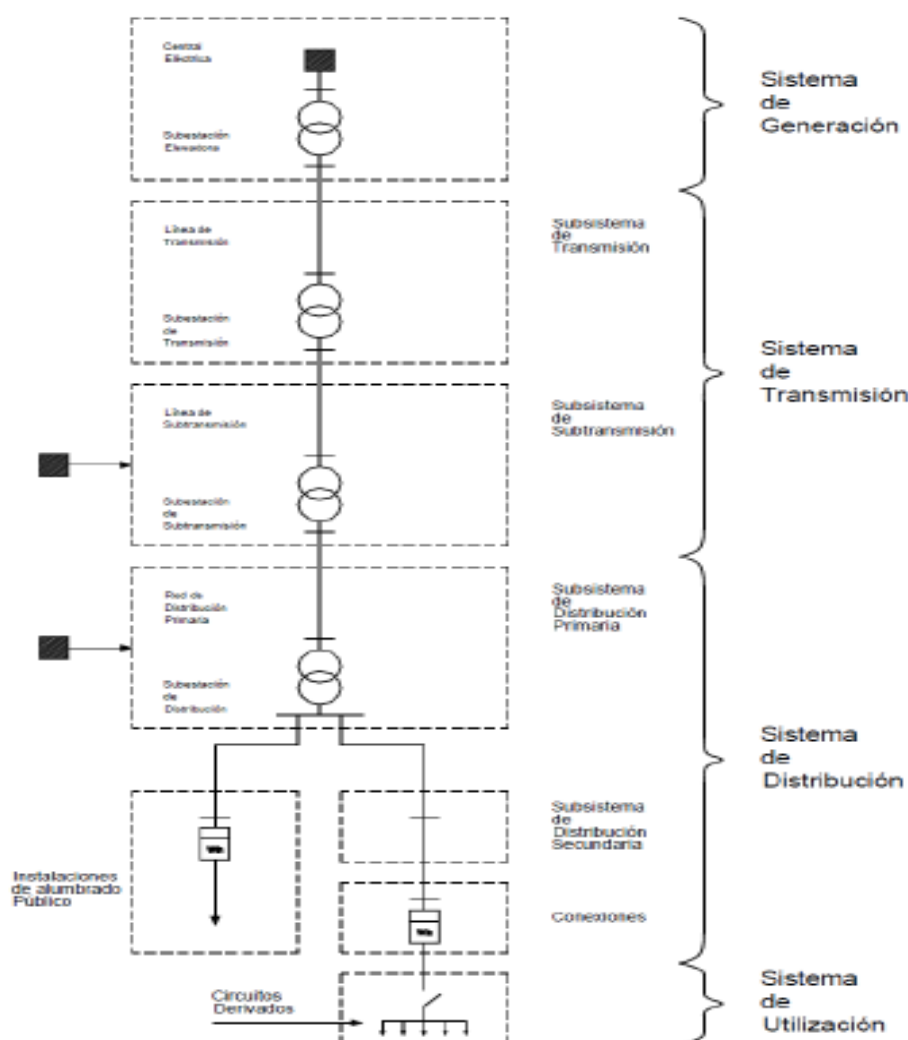


Figura 2. Ubicación del sistema de transmisión
Fuente: DGE Ministerio de Energía y Minas

2.2. Elementos principales de un sistema de transmisión

2.2.1. Conductor

Según (Gonzales-Longatt, 2007) es un tipo de material que tiene una baja resistencia a la corriente eléctrica lo cual hace que conduzca la electricidad con mayor facilidad.

Los elementos más usados son:

Cobre: Material maleable, de color rojizo, por las propiedades que posee el cobre es el más usado, pero de alto precio.

Características:

- Material de conductividad más alta
- Puede ser soldado
- Resistente a la corrosión, y no se oxida con facilidad
- Tiene buena conductividad térmica.

Aluminio: Material más usado después del cobre, lo prefieren por ser de menor costo que el cobre.

Características:

- Pesa la mitad que el cobre, pero tiene la misma capacidad de corriente.
- Es muy resistente a la corrosión atmosférica.
- Permite ser soldado con equipo especial.
- Se reduce al efecto superficial y el efecto corona debido a que, para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Tipos de conductores de aluminio se tienen:

- ACC: Conductor de Aluminio.
- AAAC: Conductor de Aluminio con Aleación.
- ACSR: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero.
- ACAR: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación.

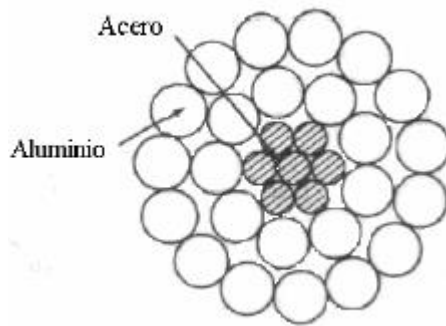


Figura 3. Corte transversal de un conductor con refuerzo de acero con 7 hilos de acero y 24 de aluminio

Fuente: Sector Electricidad

2.2.2. Aisladores

Según (Gonzales-Longatt, 2007) los aisladores tienen como función sujetar todos los conductores, en casos de falla derivar la corriente a tierra y servir de aislamiento entre la estructura y conductor.

2.2.2.1. Tipos de Materiales de los aisladores:

-Porcelana

Su estructura debe ser homogénea y para dificultar las adherencias de la humedad y polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte. Están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad. (Gonzales-Longatt, 2007)

-Vidrio

Están fabricados por una mezcla de arena silícea y de arena calcárea. El material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana. Sin embargo, debido a que el costo es más reducido y su transparencia facilita el control visual, hacen que sustituyan en muchos casos a los de porcelana.

Comparación entre los aisladores de porcelana y vidrio

Propiedades eléctricas

Los aisladores de porcelana pueden manejar cargas muy superiores a los aisladores de vidrio. la capacidad de porcelana para resistir mejor la condensación permite que sea utilizado con seguridad en situaciones de tensión mucho más altas que el vidrio. (Gonzales-Longatt, 2007)

Fuerza

Se consideran mucho más fuertes que sus homólogos de vidrio. Cuando se produce una descarga involuntaria de la electricidad, llamado flameo, aisladores de vidrio sufren considerablemente más daño que la porcelana. aisladores de porcelana son también más resistentes a los daños durante la construcción, el transporte y la instalación.

Facilidad de Inspección

Son generalmente más grandes que las de vidrio. Si se producen daños en los aisladores de porcelana, una persona puede inspeccionar los daños del suelo usando binoculares. Con aisladores de vidrio, se requiere una inspección de cerca, lo que requiere potencialmente un corte de energía a la zona para garantizar la seguridad del inspector.

Resistencia al calor

Los aisladores de vidrio no manejan el calor de banda actual o seco fugas de arco, así como lo hacen los aisladores de porcelana. Esta falta de resistencia al calor puede causar aisladores de vidrio que se corroen, dejando al descubierto su núcleo a la humedad y tensión y, finalmente, conduce a la insuficiencia aislante.



Figura 4. Aisladores de porcelana y vidrio

Fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com>

- Poliméricos

(Gonzales-Longatt, 2007) afirma que los aisladores poliméricos se están aplicando cada vez más en las instalaciones de alta tensión.

Características:

- Facilidad para el desmontaje de piezas
- Resistente a los golpes mecánicos.
- Gran flexibilidad
- Menor peso
- Gran resistencia dieléctrica

Para la fabricación de los aisladores poliméricos se usa como material la resina sintética.

Los experimentos de tensión mecánica a muy baja temperatura como es de -20°C , han demostrado, sin embargo, que no todas las resinas sintéticas hasta ahora aplicadas en la electrotecnia pueden soportar los severos desafíos.



Figura 5. Aislador polimérico

Fuente: <http://itc-businessgroup.com>

2.2.2.2. Tipos de aisladores según su diseño

- Aisladores de soporte

Según (Gonzales-Longatt, 2007) está formada por una pieza única, las campanas o aisladores están situadas perpendicularmente con lo cual se consigue una igual distribución del campo.

- Aislador de suspensión

Según (Gonzales-Longatt, 2007) son elementos metálicos unidos con los aisladores que encajan uno con otro juntamente con los herrajes y forman cadenas.

Cadena de aisladores

Están formadas por un número determinado de aisladores, este número está definido según el nivel de tensión en el cual va trabajar.

2.2.3. Estructura

Es una estructura que tiene como función principal es soportar los conductores, aisladores y cables de guarda, con el fin de que la transmisión de la energía sea eficiente segura y económica.

Poste

Postes metálicos: el acero es el metal más usado en este tipo de postes, los cuales están perfilados y laminados en forma de L, U, T, I, etc. Para unir los diferentes perfiles.

Para fijarlo con otros se utilizan remaches, tornillos, pernos e incluso en según qué casos la soldadura. (Electricidad, 2013)

Postes metálicos de presilla: Principalmente constituido por dos tramos ensamblados por tornillos. Cada tramo está formado por cuatro montantes angulares unidos entre sí por presillas soldadas. El tramo superior tiene una longitud de 6 m y la parte inferior se puede diferir en alturas de 10, 12, 14, 18 y 20 m. (Electricidad, 2013)

Postes metálicos de celosía: Se emplea prácticamente en las altas tensiones, desde medias tensiones hasta muy altas tensiones, es decir, en líneas de 3ª, 2ª y 1ª categoría. Su forma y dimensiones dependerá de los esfuerzos a los que esté sometido, de la distancia entre postes y la tensión de la línea. (Electricidad, 2013)

Postes de madera: Este poste es menos usado a comparación con los otros. Su principal ventaja es que son fáciles de transportar gracias a su ligereza y bajo precio en comparación con los postes de hormigón y los metálicos. (Electricidad, 2013)

Vida útil:

- El pino amarillo puede ser usado hasta 40 Años A Más
- Douglas Fir puede ser usado hasta 40 Años A Más

-Eucaliptos puede ser usado hasta 15 Años

Las torres, son estructuras metálicas compuesto por elementos ensamblados, destinados a la mayoría de las líneas de transmisión de energía en alta tensión. Quizá el más difundido de los materiales usados para líneas de transmisión es el acero, el cual se presenta en forma de perfiles o ángulos. (Gonzales-Longatt, 2007)

2.2.3.1. Tipos de estructuras según su función

Estructuras de Soportes

Segun (Bustillos Ramirez, 2015) la funcion principal es mantener suspendido los conductores, aisladores y cables de guarda.

Por su función las estructuras se clasifican en:

Estructuras de suspensión.

La función de esta estructura es soportar las fuerzas verticales y transversales debido al peso de los conductores y la fuerza del viento que mueve los aisladores y conductores, de preferencia se debe instalara en línea recta.

Estructuras de retención

Su uso es para soportar esfuerzos laterales producto de los ángulos que se generan por los cambios de dirección.

Hay tres tipos de estructuras de retención:

- **Terminal.** - La posición de los conductores es perpendicular a las ménsulas, la estructura soportar principalmente el tiro de todos los conductores de un solo lado, y es la estructura más pesada.

- **Angular.** - Ubicada en los vértices cuando se tiene que cambiar de dirección de la línea, la carga que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.
- **Rompetramos.** - Su finalidad básicamente es de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos. Cuando el diseño de las suspensiones se hace con criterio de evitar la caída en cascada el uso de estructuras rompetramo se hace innecesario.

Los esfuerzos en condiciones normales que soporta las líneas son:

- Cargas verticales debido al propio peso, conductores y aisladores.
- Cargas transversales debido al viento sobre conductores y estructuras.
- Cargas longitudinales debido al tiro de todos conductores.

Los materiales usados para realizar la estructura son: madera, hormigón, acero y en zonas de difícil acceso en algunos casos se emplea el aluminio. (Bustillos Ramirez, 2015)

2.2.4.Herrajes

a. Herrajes que forman arreglos o conjuntos

(Gonzales-Longatt, 2007) afirma que son un conjunto de elementos metálicos que se juntan con el fin de conformar una sola pieza que proporcione la fuerza y rigidez para fijar los aisladores.

Los herrajes en arreglos sirven para:

- Dar fijación a la cadena de aisladores.
- Para unir los puntos entre los conductores y cadena de aisladores.

- Protección de aislador.
- Mordazas de amarre y suspensión
- Para el cable de guarda.

Grillete

Sirve para fijar la cadena de aisladores con las torres de forma mecánica.

El grillete este compuesto de dos partes:

- El cuerpo es una barrera de acero cilíndrica en forma de “U” con dos agujeros en sus extremos.
- Un pasador que se introduce para sujetarlo a la torre.

b. Herrajes para unir las cadenas de aisladores con los conductores

Aparte de los herrajes de fijación se consideran los herrajes de ensamble que permite la unión de los conductores con la cadena de aisladores.

Ojo Bola y Anilla Bola

Son exactamente como su nombre lo indica, por un ojo o una anilla unida a una bola, el cual se inserta en la cavidad del aislador. La diferencia entre ambos es que en un caso se emplean un ojo (aro) y en el otro caso un anillo elíptico.

El ojo bolo, permite solo el uso de un pasador de ajuste completo. La anilla bola permite el paso de cualquier pieza y por lo cual produce un ajuste más holgado. El material usado para su fabricación es acero forjado y galvanizado. (Gonzales-Longatt, 2007)

Yugo

Su función es constituir un elemento de fijación para las cadenas de aisladores y conductores de las fases.

Los yugos son de forma triangular, trapezoide o recto, pueden ser para líneas con 1, 2 o más conductores por fase, y están hechas de acero forjado o galvanizado. (Gonzales-Longatt, 2007)

Horquilla Ojo, Horquilla Bola y Horquilla Anillo

Este herraje es muy importante para enlazar entre sí los yugos tipo macho con los herrajes de la cadena que sustentan o amarran a los conductores con los aisladores. Estos herrajes por un extremo tienen una horquilla y por el otro lado un ojo, que se puede dar movilidad a otros herrajes. Se construye de hierro forjado y galvanizado. (Gonzales-Longatt, 2007)

Eslabón o anillo

El eslabón tiene la misma función del doble ojo, sin embargo, su forma es diferente a este. El eslabón está formado por una pieza única en forma ovalada, que permite la movilidad del grillete de sujeción a la torre con el yugo. El material usado para la fabricación es en acero forjado y galvanizado en caliente. (Gonzales-Longatt, 2007)

Mordazas de Suspensión

Es un soporte, que cuelga de un balancín de cuerpo en forma de canal con un pasador y en ese canal aloja el conductor, para evitar el desplazamiento del mismo, otra de la misma forma completa la fijación, presionando el conductor mediante una abrazadera en forma de "U". (Gonzales-Longatt, 2007)

Mordaza de Amarre

Según (Gonzales-Longatt, 2007) la mordaza de amarre es el elemento que ayudan a fijar la estructura, la cadena de aisladores y el conductor mecánicamente.

Existe dos clases de mordazas:

- Mordazas de tipo compresión, para el uso de esta mordaza es necesario realizar un corte en el conductor.
- Mordazas tipo pistola y tipo cuña, con esta mordaza el conductor se mantiene integro lo cual es una ventaja.



Figura 6. Herrajes para líneas de transmisión

Fuente: <https://co.all.biz>

2.3. Descargas atmosféricas

“Las descargas atmosféricas (rayos) son una poderosa descarga electrostática natural producida durante una tormenta eléctrica” (Soto, 2006)

Las descargas por rayo se clasifican por la polaridad de la carga de la nube y la dirección de la propagación del líder. Existen por lo tanto cuatro tipos de descargas de rayo a tierra en las que el líder que forma el canal del arco es seguido por uno o más impulsos de

corriente, fenómeno conocido como descargas-retorno o descargas consecutivas.
(Villavicencio, 2014)

2.3.1. Efecto de las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión:

- Cuando los rayos caen directamente sobre el conductor de fase se producen las fallas de apantallamiento debido a que el cable de guarda no realiza el trabajo para el cual está diseñado.
- Cuando la descarga cae directamente sobre el cable de guarda se conoce como flameo inverso, debido a que la descarga viaja directamente hasta la estructura más cercana del punto de impacto donde va a buscar su camino a tierra.
(Electricidad, Descargas atmosféricas y su efecto en las líneas de transmisión, 2017)

2.3.2. Protección contra las descargas atmosféricas:

Se usa con la finalidad de proporcionar una conexión fija a tierra de los elementos de las líneas de transmisión y la integridad del personal.

Pero además el SPAT se utiliza, para dirigir a tierra las sobretensiones, por la operación de los descargadores de sobretensiones, denominados pararrayos.

Las razones por las que se debe tener un SPAT son:

- Brindar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar la integridad de las personas y que estos no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro de límites razonables bajo condiciones de falla (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o

contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se exceda el voltaje de ruptura dieléctrica del aislante.

- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos. (Gonzalez-Longatt, 2014)
- Cable de guarda:

Es un conductor desnudo que se encuentra tendido en la parte superior de la torre de alta y tiene como función apantallar los cables de fase.

2.4. Desempeños de las líneas de transmisión

OSINERGMIN vio que era necesario crear un procedimiento para supervisar el performance de los sistemas de transmisión eléctrica con el fin de preservar la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico.

El 11 de marzo del 2006 se puso en vigencia el "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión", aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N.º 091-2006-OS/CD de fecha 6 de marzo del 2006. Luego mediante Resolución de Consejo Directivo N.º 656-2008-OS/CD de fecha 14 de noviembre del 2008, se aprobó una modificación del procedimiento. (Osinergmin, 2006)

Para ello OSINERGMIN establece la información necesaria que las empresas deben remitir para calcular y evaluar los indicadores de performance. Estos indicadores deben estar dentro de las tolerancias establecidas por OSINERGMIN, caso contrario será considerado como infracción correspondiendo aplicar sanción.

				Gradualidad de la Tolerancia	
Indicador	Unidad	Componente		Costa	Sierra y Selva
(1) Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por periodo	- Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. - Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV		1	1
(2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda	Número de Fallas por cada 100 Km., por periodo	- Líneas de transmisión igual o mayores de 100Km. - Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220 kV	1,00	1,50
			Nivel de tensión: 138 kV	2,00	3,00
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV.	4,00	5,00
	Número de Fallas por periodo	- Líneas de transmisión, menores a 100 Km. - Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220 kV/	1	2
			Nivel de tensión: 138 kV	2	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV.	4	8
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 kV y 138 kV		6	6
		Transformador, Alto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*) en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV/ y menor de 75 kV		4	4
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV		1	1
(4) Indisponibilidad para cada componente de Línea de Transmisión o Celda	Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	8	8
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV.	6	6
		Líneas de transmisión) menores a 100 Km. o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	6	6
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV.	4	4

Tabla 1. Tolerancias de indicadores de performance

Fuente: Osinergmin

2.4.1. Escala de Multas

a) Multas por Exceder las Tolerancias de los Indicadores de Performance de las Líneas de Transmisión

a.1) Multa por exceder las tolerancias de frecuencia (número) de desconexiones en el período de un año.

La multa por este indicador se determina a través de la siguiente expresión:

$$M = \frac{(ND_{RLT} - ND_{TLT})}{ND_{TLT}} * L * F_{IL} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

NDRLT = Número Real de desconexiones al año de la línea de transmisión

NDTLT = Número Tolerable de desconexiones de la línea de transmisión fijados como tolerancia.

L = Longitud de la línea de transmisión en Km.

FIL = Factor nivel de inversión para líneas de transmisión.

Cuando la línea de transmisión tenga una longitud menor a 100 Km. la multa a aplicar será la misma a la fórmula anterior, tomando en cuenta que la tasa de fallas a reemplazar será igual a número de desconexiones en la línea de transmisión.

a.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

La multa para este indicador se determina usando la siguiente expresión:

$$M = \frac{(HD_{RLT} - HD_{TLT})}{HD_{TLT}} * L * F_{IL} \dots\dots\dots(5)$$

Dónde:

HDRLT = Número Real de Horas de desconexiones al año de la línea de transmisión.

HDTLT = Número Tolerable de Horas de desconexiones al año de la línea de transmisión, fijados como tolerancia.

L = Longitud de la línea de transmisión en km.

FIL = Factor nivel de inversión para líneas de transmisión

i) Factor nivel de inversión para las Líneas de Transmisión (FIL)

Para el caso de las líneas de transmisión el factor nivel de inversión (FIL) es el costo de operación y mantenimiento estándar anual, que a la vez viene a ser el porcentaje del costo de inversión total por Km. de línea, siendo este último tomado de los módulos estándar de líneas de transmisión.

Determinación de la Multa reales en líneas de transmisión:

La determinación de la MULTA TOTAL por exceder las Tolerancias de los Indicadores de Performance de las Líneas de Transmisión determinadas anteriormente, se aplicarán bajo las siguientes restricciones:

a. Aplicar ambas multas si la suma de los desvíos de frecuencia y duración es menor a la unidad, es decir:

$$\left[\frac{(ND_{REQ} - ND_{TEQ})}{ND_{TEQ}} \right] + \left[\frac{HD_{REQ} - HD_{TEQ}}{HD_{TEQ}} \right] < 1 \quad \dots\dots\dots (6)$$

b. Aplicar la multa mayor si la suma de los desvíos, frecuencia y duración excede a la unidad, es decir:

$$\left[\frac{(HD_{RLT} - HD_{TLT})}{HD_{TLT}} \right] + \left[\frac{ND_{RLT} - ND_{TLT}}{ND_{TLT}} \right] > 1 \quad \dots\dots\dots (7)$$

b.1) Multa por exceder la Tasa de falla en el período de un año

$$M = \frac{(ND_{REQ} - ND_{TEQ})}{ND_{TEQ}} \times F_{IEQ} \times \frac{HD_{REQ}}{HD_{TEQ}} \quad \dots\dots\dots (8)$$

b.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

$$M = \frac{(HD_{REQ} - HD_{TEQ})}{HD_{TEQ}} \times F_{IEQ} \dots\dots\dots (9)$$

Dónde:

NDREQ = Número Real de desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

NDTEQ = Número Tolerable de desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

HDREQ = Duración en horas de las desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

HDTEQ = Tolerancia de duración en horas de las desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

FIEQ = Factor nivel de inversión en transformador, auto transformador o equipo de compensación.

Para el caso de los equipos de subestaciones el factor nivel de inversión (F IEQ) es el costo por equipo de acuerdo a los módulos estándar de subestaciones.

- Cuando los mismos componentes transgreden los indicadores de “tasa de falla” e “Indisponibilidad”, según se establece en la escala de multa, se aplica la “Multa Total” por la siguiente formula:

$$\left[\frac{(ND_{REQ} - ND_{TEQ})}{ND_{TEQ}} \right] + \left[\frac{HD_{REQ} - HD_{TEQ}}{HD_{TEQ}} \right] \dots\dots\dots (10)$$

Si esta “Suma de los desvíos de frecuencia y duración”:

Resulta mayor que “1” se aplica la multa **mayor**, en caso contrario la suma de las multas. (Osinergmin, 2009)

2.5. Plan de mantenimiento

Es un elemento donde se plantea un modelo de gestión donde se detalla las actividades a realizar.

1. Ubicación de los equipos
2. Proceso de operación tipos de mantenimientos
3. Frecuencia de los mantenimientos
4. Tiempos de mantenimiento
5. Recomendaciones de los fabricantes
6. Análisis de criticidad
7. Equipos para mantenimiento
8. Repuestos MTBF
9. Organigrama del personal
10. Codificación de partes
11. Cartillas de mantenimiento
12. Historial de mantenimiento

2.5.1. Estructura de un plan de mantenimiento

2.5.1.1. Ubicación de equipos:

Se debe definir exactamente donde está ubicado el elemento, para ellos se debe contemplar los siguientes datos.

- Ubicación geográfica
- Altitud
- Coordenadas UTM
- Existencia de vía de acceso
- Planilla de estructuras

2.5.1.2. Mantenimiento

(Guerra, 2015) citado en (Blas, 2017), “El mantenimiento de una línea de transmisión” es fundamental para que funcione de una manera óptima, una necesidad ya que se encuentran ubicadas a la intemperie.

Un mantenimiento que puede alargar de 30 años a 50 años la vida útil de la línea.

Objetivos de los mantenimientos de los sistemas eléctricos.

- Conservar la vida útil de los elementos.
- Disminuir las interrupciones eléctricas.
- Asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico.
- Asegura la continuidad del servicio.
- Seguridad de las personas que labora.

Tipos de mantenimiento para líneas eléctricas en alta tensión

a. Mantenimiento preventivo

Con este mantenimiento se pretende disminuir las fallas, aprovechando los momentos más oportunos, permite también tener herramientas, repuestos y seleccionar el al personal debidamente capacitado.

Como parte del mantenimiento preventivo se encuentra el servicio de inspecciones periódicos, conservación y restauración para prevenir, detectar y corregir defectos.

Son realizadas en tiempo, hora, ciclos regulares bien definidos y sin importar el ítem a mantener, normalmente con la instalación fuera de servicio. (Pistarelli, 2010)

Los mas frecuentes son:

- Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre
- Poda de arboles
- Mantenimiento de cables, empalmes, cuellos y amortiguadores
- Mantenimiento de la puesta a tierra
- Mantenimiento de la señalización de estructuras
- Reforzamiento de las bases de postes de madera

b. Mantenimiento predictivo

Es posible detectar a tiempo los problemas de los elementos, antes que se suceda la falla, se sabe que algunos componentes avisan antes de llegar a la falla operacional.

Debemos estar atentos porque los componentes realmente avisan, entonces por medio de herramientas tecnológicas adecuadas, podemos monitorear. Se detectar con anticipación la mayor cantidad de fallas potenciales.

A partir de la falla incipiente, es posible estimar el tiempo de vida hasta la falla operacional, y en consecuencia contar con el tiempo suficiente para programar su reemplazo o reparación. (Pistarelli, 2010)

Ventaja del mantenimiento predictivo:

- Incrementa la vida útil.
- Disminuye los trabajos de mantenimiento.
- Perdura la confiabilidad de todo el sistema.

Los mantenimientos predictivos más comunes son:

- Inspección ocular de la línea de transmisión
- Inspección de termografía de las líneas de transmisión
- Medición de las puestas a tierra
- Medición de la distancia mínima de seguridad
- Inspección de la faja de servidumbre

c. Mantenimiento Correctivo

Este mantenimiento consiste en el reemplazo de elementos dañados, el cual ha ocasionado la interrupción del suministro eléctrico. Se realiza con frecuencia a causa de que alguna de las piezas ha cumplido su vida útil o tiene algún defecto, además puede afectar otras partes e incrementar el tiempo de reparación. (Blas, 2017)

Ventaja del mantenimiento Correctivo:

- Corrige todo lo que no hacen los otros mantenimientos
- No necesita una programación.
- Concientiza a realizar inspecciones exhaustivas de los dispositivos del sistema

Los mantenimientos correctivos más frecuentes son:

- Cambio de poste de madera
- Instalación de postes de madera
- Retiro de postes de madera
- Instalación, cambio o retiro de crucetas
- Cambio de aisladores
- Cambio de ferretería
- Instalación de puesta a tierra
- Cambio de retenidas
- Cambio de retenidas
- Cambio o retiro de conductor
- Instalación y/o cambio grapas de conexión
- Instalación y/o cambio de amortiguadores
- Instalación y/o cambio de pararrayos

2.5.1.3. Frecuencia de mantenimiento

Según el código nacional 2011 de 214.A.2 - Inspeccionar las líneas y los equipos las veces que recomendaciones del fabricante y la experiencia en el lugar lo consideren necesario.

2.5.1.4. Tiempos de mantenimiento

Los tiempos de mantenimiento serán evaluados según el tipo de actividad y la cantidad de personal que efectuó la labor.

2.5.1.5. Recomendación del fabricante

Según (Garrido, 2013) se debe tener en cuenta lo que indican los proveedores en sus manuales y fichas técnicas, según lo que indica estos son elementos importantes para plantear un plan de mantenimiento.

Se debe tener en consideración que los fabricantes no siempre coinciden en las recomendaciones para un mismo elemento, por lo cual se debe tener un numero apropiado de fabricantes que coincidan y sus recomendaciones.

Ventajas:

- Asegurarla garantía que ofrecen los equipos.
- Experiencia técnica necesarios para elaborar un plan de mantenimiento.

2.5.1.6. Análisis de criticidad

Para con la criticidad se debe contar con la información donde se conozca la frecuencia y que consecuencias causaron las fallas.

Categoría de frecuencia	5	M	M	A	A	A
	4	M	M	A	A	A
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	M	M	A
	1	B	B	B	M	A
	Categoría de consecuencia	1	2	3	4	5

Tabla 2. Matriz de criticidad

Fuente: (Análisis de criticidad y estudio RCM del equipo de máxima criticidad de una planta, s.f.)

El modo de hallar la criticidad es multiplicando la probabilidad o frecuencia de ocurrencia de una falla por la suma de las consecuencias de la misma, estableciendo rangos para reconocer los niveles que la criticidad puede presentar. (Análisis de criticidad y estudio RCM del equipo de máxima criticidad de una planta, s.f.)

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} \dots\dots (1)$$

2.5.1.7. Equipos para mantenimiento

Los equipos más usados son los siguientes:

- Telurómetro de alta frecuencia
- Pértiga de fibra de vidrio
- Probadores de tensión de contacto
- Binoculares
- Tierras temporales
- Dinamómetro
- Cámara termografía
- Escaleras de fibra de vidrio

Equipos de protección Personal:

- Guantes dieléctricos
- Guantes de cuero
- Lentes de protección
- Zapatos dieléctricos
- Trajes contra relámpago de arco
- Casco
- Careta de protección

2.5.1.8. Repuestos - MTBF

La Tasa de Falla y Tiempo Medio entre Fallas (MTBF):

La falla cambia el estado de un elemento que está en operación a inoperativo. En este sentido la Tasa de Falla (TF) puede ser expresada tanto como un *porcentaje* de fallas sobre el total de productos examinados o en servicio o también como un *número* de fallas observadas en un tiempo de operación (en este

caso en *términos nominales*). Explicado lo anterior se da las siguientes fórmulas para el cálculo de la Tasa de Fallas.

$$TF_{\%} = \frac{\text{Número de Fallas}}{\text{Número de Examinados}}$$

$$TF_n = \frac{\text{Número de Fallas}}{\text{Tiempo de Operación}} = \frac{F}{TT - NOT} \dots\dots\dots(2)$$

Donde *F* representa el número de fallas, *TT* el tiempo total y *NOT* el tiempo no operacional.

Es un indicador de gestión frecuentemente considerado para evaluar el desempeño de las políticas de mantenimiento y confiabilidad es el tiempo medio entre fallas conocido comúnmente por MTBF (*Mean Time Between Failure*). El cálculo del MTBF es sencillo dado que corresponde al recíproco de la Tasa de Falla (nominal) y corresponde a la esperanza en tiempo de buen funcionamiento.

$$MTBF = \frac{TT - NOT}{F} \dots\dots\dots(3)$$

2.5.1.9. Organigrama y personal

Función del personal de mantenimiento

a. Ingeniero de Mantenimiento.

Profesión: Ingeniero Electricista o Ingeniero Electromecánico colegiado de tiempo completo.

Experiencia: Mínimo cinco años de experiencia en Mantenimiento

Funciones:

- Controlar a detalle de los trabajos asignados y responder por los materiales, herramientas y recursos.
- Realizar el cronograma de actividades diarias.
- Coordinada las actividades
- Augurarse que se conozca y se realice las actividades según el procedimiento de trabajo.
- Plantear mejoras para los procedimientos de trabajo
- Asegurar la calidad de los trabajos a realizar
- Asegurar la realización de las normas de seguridad para cada trabajo y el uso de los equipos de seguridad del personal.
- Responder por el desarrollo de todos trabajos.
- Garantizar que se cumpla la programación de actividades semanales.

b. Ingeniero de planeamiento de mantenimiento.

Profesión: Ingeniero Electricista o Electromecánico colegiado

Experiencia: Cinco años como mínimo, trabajando en gestión de mantenimiento de Redes eléctricas desarrollándose como planer y/o supervisor.

Función.

- Elaborar las actividades de mantenimiento diario.
- Asegurar que los materiales solicitados las órdenes de trabajo solicitadas.
- Hacer la solicitud y entrega a tiempo los materiales para el trabajo
- Crear las órdenes de trabajo.
- Hacer entrega de las ordenes de trabajo al personal que lo va ejecutar.
- Coordinar con el responsable para la entrega de materiales.
- Realizar levantamiento de campo.
- Analizar y establecer los planes de trabajo.

c. Profesional HSE.

Profesional que certifiquen dos años de experiencia en Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y de Proceso y Medio Ambiente (HSE), debe contar con experiencia en el mantenimiento de redes eléctricas de alta tensión.

Funciones:

- Hacer de conocimiento a los trabajadores, las políticas, objetivos y metas HSE de la Empresa, y los objetivos HSE.
- Asegurar el cumplimiento de las normas legal en salud ocupacional, medio ambiente y seguridad.
- Diseñar el Plan de HSE para los trabajos a realizar.
- Programar actividades de capacitaciones, visitas de campo, etc.
- Investigar incidentes, accidentes que se produzcan en el trabajo, y hacer seguimiento a la implementación de las acciones que se deriven de la investigación de las fallas de control e incidentes.
- Realizar programas preventivos de Salud e Higiene y estrategias HSE.
- Programar los exámenes médicos de los trabajadores.
- Realizar los Informes mensuales y anuales, y todos los requeridos por la empresa.
- Participar en las reuniones de la empresa y la reunión mensual HSE.
- Asegurar el correcto funcionamiento del Comité de Salud Ocupacional de la empresa.
- Realizar las inducciones de los peligros y aspectos específicos asociados a las actividades a realizar. (PACÍFICO, 2015)

d. Técnico Electricista

Profesión: Técnico electricista o electromecánico con título.

Experiencia: Certificar cinco años como mínimo en labores de Mantenimiento y/o construcción de sistemas eléctricas aéreas.

Certificar conocimiento en lectura de diagramas unifilares, conocimiento y análisis de maniobras en circuitos eléctricos de alta, media tensión.

Funciones:

- Elaborar las actividades diarias programadas, apoyar al técnico electricistas.
- Garantizar que los trabajos realizados cumplan con las exigencias propuestas.
- Asistir al Ingeniero Residente en las labores programadas.
- Proveer información que garanticen el mantenimiento según lo planteado en el cronograma de actividades.
- Cumplir con el tiempo programado de las maniobras. (PACÍFICO, 2015)

e. Ayudantes

Profesión: Técnico Electricista titulado

Experiencia: Certificar mínimo un año de experiencia en mantenimiento de redes eléctricas. (PACÍFICO, 2015)

Organigrama del área de mantenimiento

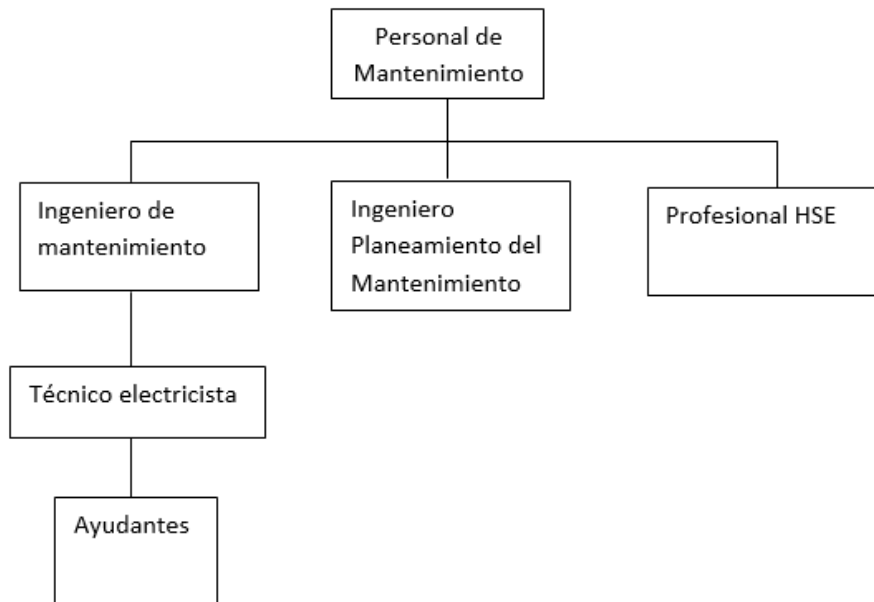


Figura 7. Organigrama del área de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

2.5.1.10. Codificación de partes y sistemas

Según (DGE N. , 2003) las codificaciones de las partes de las líneas de transmisión deberán presentar las siguientes características.

- Las señalizaciones son fabricadas de plancha de acero de 0.6 mm.
- Serán pintarán de color negro con fondo amarillo.
- Cuando se trate de poste de madera la señalización será fijada con tornillo.

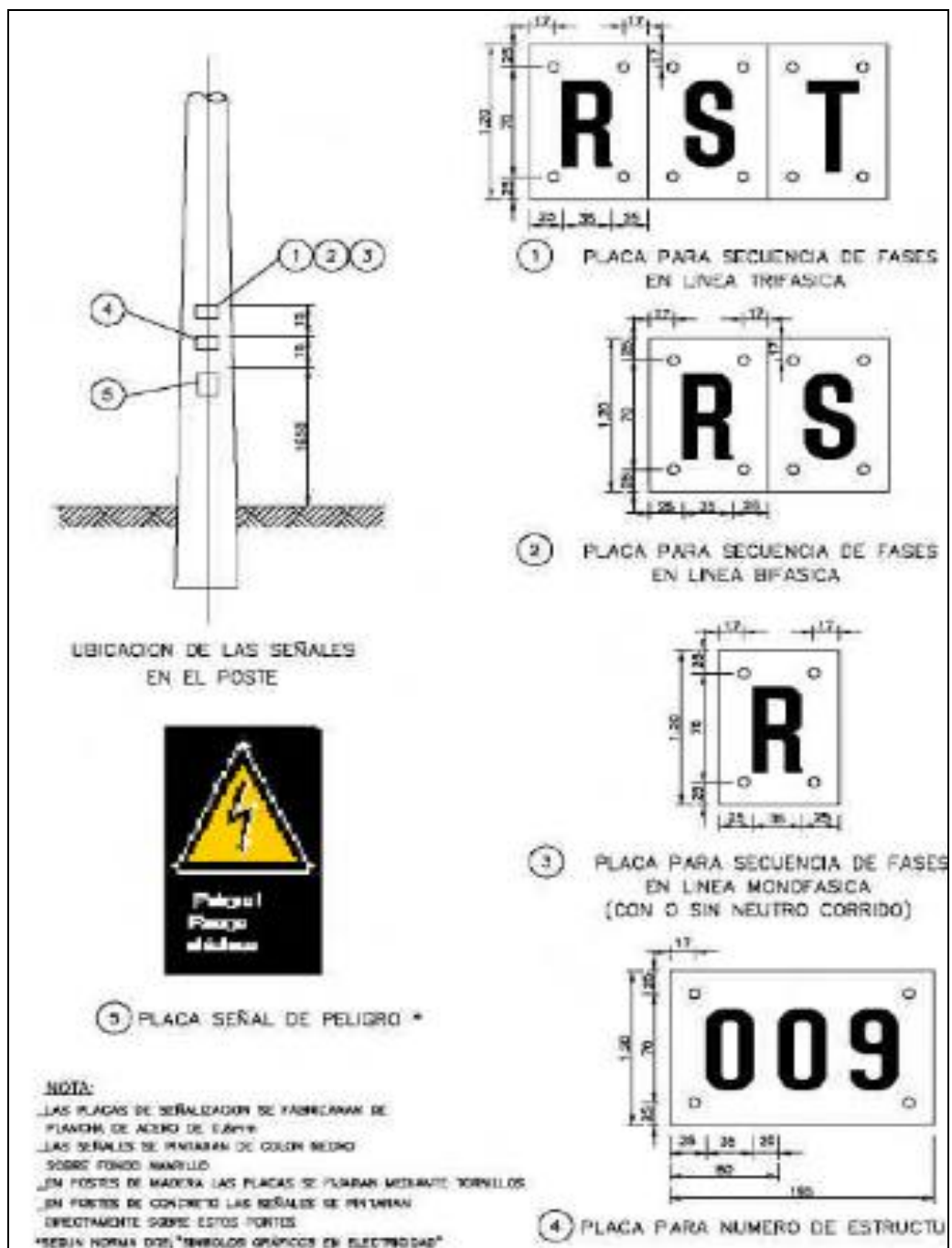


Figura 8. Placa de señalización

Fuente: DGE Ministerio de Energía y Minas

2.5.1.11. Cartilla de mantenimiento

En esta cartilla se describen todas las actividades que realizarán dentro de mantenimiento programado.

- La cartilla deberá ser llenada al finalizar el mantenimiento programado

- La última parte de la cartilla se deben poner las observaciones más resaltantes del mantenimiento.
- Considerar los trabajos extras que requiere el equipo para poder ser programados en el próximo mantenimiento.

2.5.1.12. Historial de mantenimiento

Es un sistema que nos permite administrar los mantenimientos realizados, que pretende recopilar la documentación y que esta información sirva para planificar los futuros mantenimientos.

El historial a largo plazo es importante porque se tiene:

- Datos de las actividades de mantenimiento
- Por razones de seguridad, debe ser posible probar que se realizó el mantenimiento preventivo y las inspecciones solicitadas en el pasado.
- Inversión en reemplazos
- El historial contiene información importante, como es costos número de elementos utilizado, modelos marcas, etc. (SAP)

CAPITULO 3

DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN

3.1. Sistema de transmisión línea L-6021 S.E. Azángaro – S.E. San Rafael

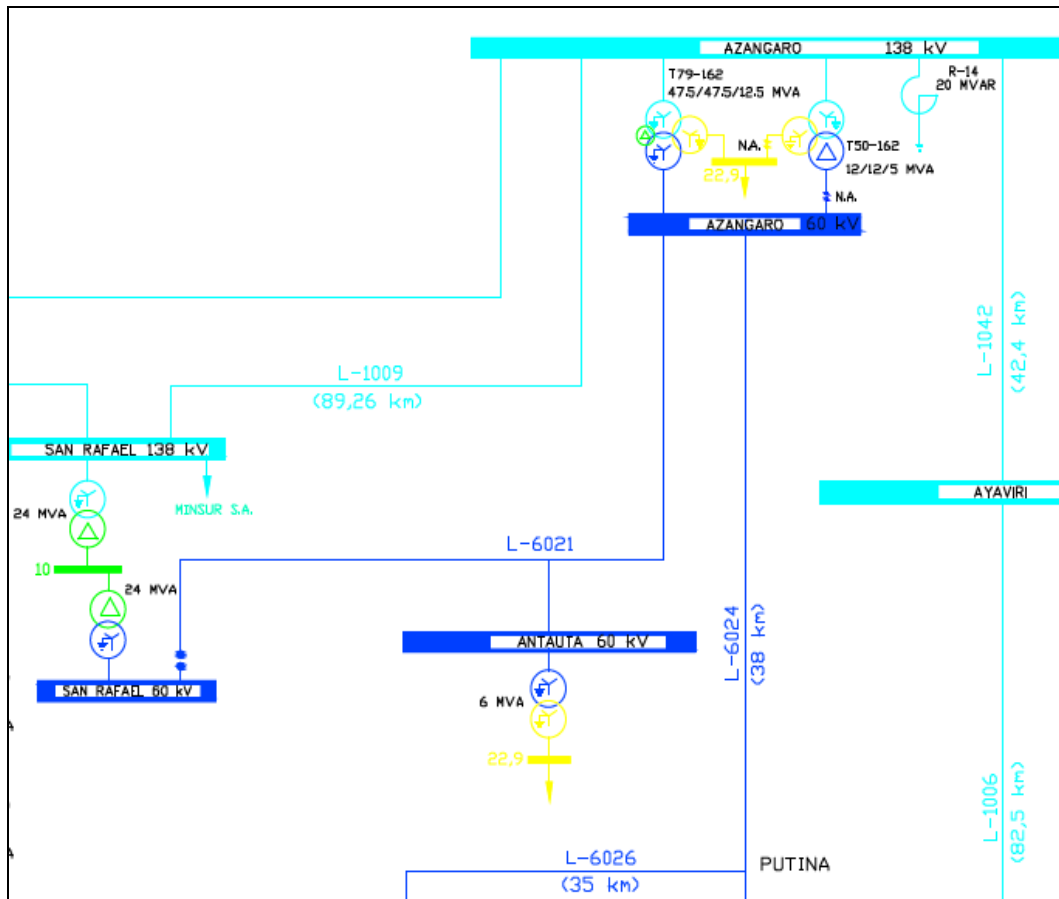


Figura 9. Diagrama unifilar de la L-6021 (Anexo 1)

Fuente: (Osinerghmin, s.f.)

3.1.1. Características principales de la L-6021

- Conductor: Aleación de Aluminio AAAC – 150 mm²
- Cable de guarda: Acero galvanizado 40 mm²
- Aisladores: Porcelana Clase ANSI 52-3
- Estructura: Poste de madera tipo SYP (Pino amarillo del sur) de 65 pies clase 1 ASA

-
- 0,15 1,05 1,05 0,15
- 0,235
- 0,235
- POSICION DE RETENGA
- X X
- da b1 n1 d1 i1 g1 k1
- ab ap pm
- VISTA FRONTAL
- PR3-3N 0,60 0,60
- PR3-3NL 1,20 1,00
- PR3-3 0,60 -
- PR3-3L 1,20 -
- ARMADO d(m) e
- SECCION X - X
- VISTA DE PLANTA
- VISTA LATERAL

Fuente (DGE N. , 2003)

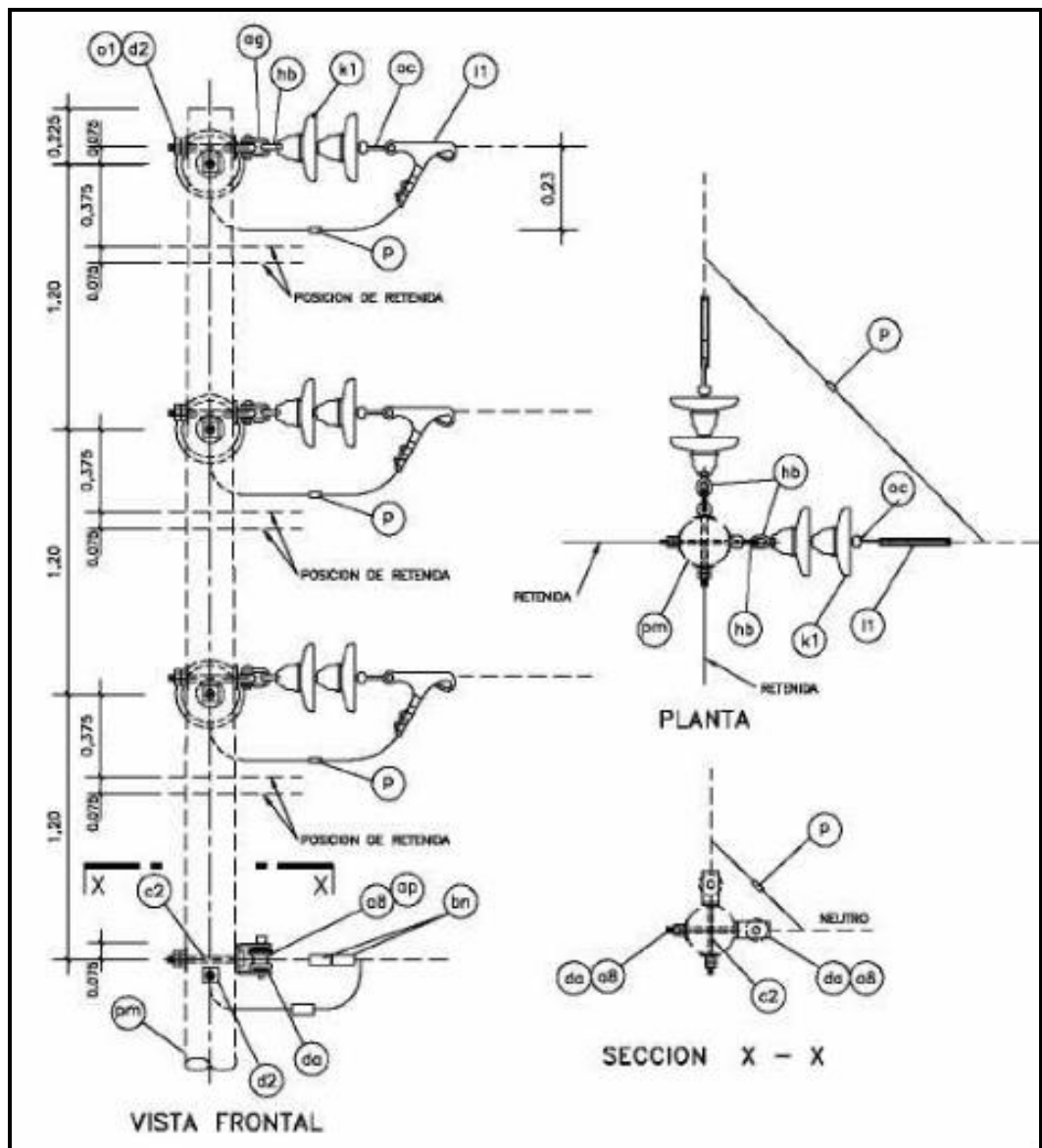


Figura 11. Soporte de ángulo (Anexo 3)

Fuente (DGE N. , 2003)

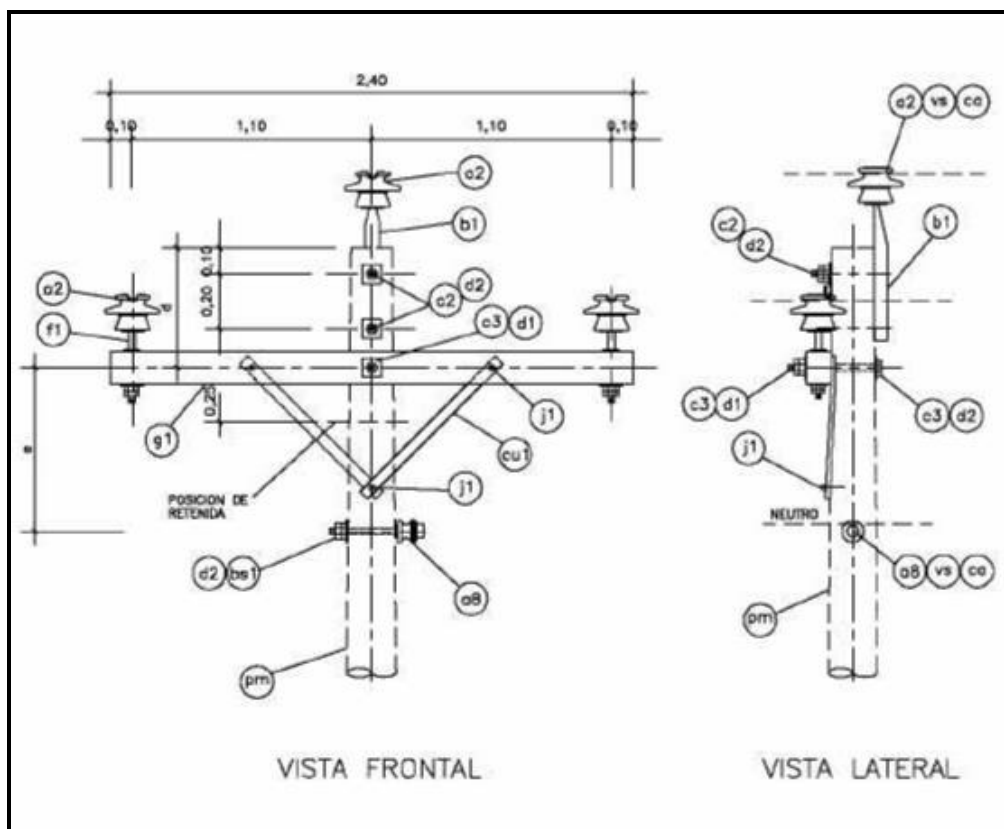


Figura 12. Soporte de alineación (Anexo 4)

Fuente (DGE N. , 2003)

3.2. Ubicación

- Ubicación geográfica:

La región Puno está ubicado en el altiplano entre los 3,812 y 5,500 msnm y entre la ceja de selva y la selva alta entre los 4,200 y 500 msnm

- Coordenadas UTM

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-1	8350856	370454
L-6021	E-2	8350993	370398
L-6021	E-3	8351153	370334
L-6021	E-4	8351255	370290
L-6021	E-5	8351381	370241
L-6021	E-6	8351524	370183
L-6021	E-7	8351739	370147

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-8	8351956	370112
L-6021	E-9	8352169	370111
L-6021	E-10	8352390	370044
L-6021	E-11	8352601	370010
L-6021	E-12	8352818	369976
L-6021	E-13	8353032	369944
L-6021	E-14	8353396	369884
L-6021	E-15	8353641	369848
L-6021	E-16	8353851	369811
L-6021	E-17	8354016	369704
L-6021	E-18	8354309	369505
L-6021	E-19	8354590	369319
L-6021	E-20	8354772	369198
L-6021	E-21	8354954	369073
L-6021	E-22	8355134	368953
L-6021	E-23	8355317	368833
L-6021	E-24	8355494	368713
L-6021	E-25	8355672	368585
L-6021	E-26	8355849	368480
L-6021	E-27	8356019	368364
L-6021	E-28	8356200	368244
L-6021	E-29	8356374	368126
L-6021	E-30	8356548	368016
L-6021	E-31	8356728	367889
L-6021	E-32	8356888	367780
L-6021	E-33	8357069	367664
L-6021	E-34	8357236	367552
L-6021	E-35	8357432	367418

Tabla 3. Planilla de estructuras de la línea L-6021 (Anexo 5)

Fuente: (Osinerghmin, s.f.)



Figura 13. Área de concesión (Anexo 6)

Fuente: Osinergmin

3.3. Proceso de producción

La subestación Azángaro es alimentada desde la Central hidroeléctrica San Gabán II en 138 kV mediante la línea L-1010, la cual es transformada a 60 kV la cual va de S.E. Azángaro – San Rafael.

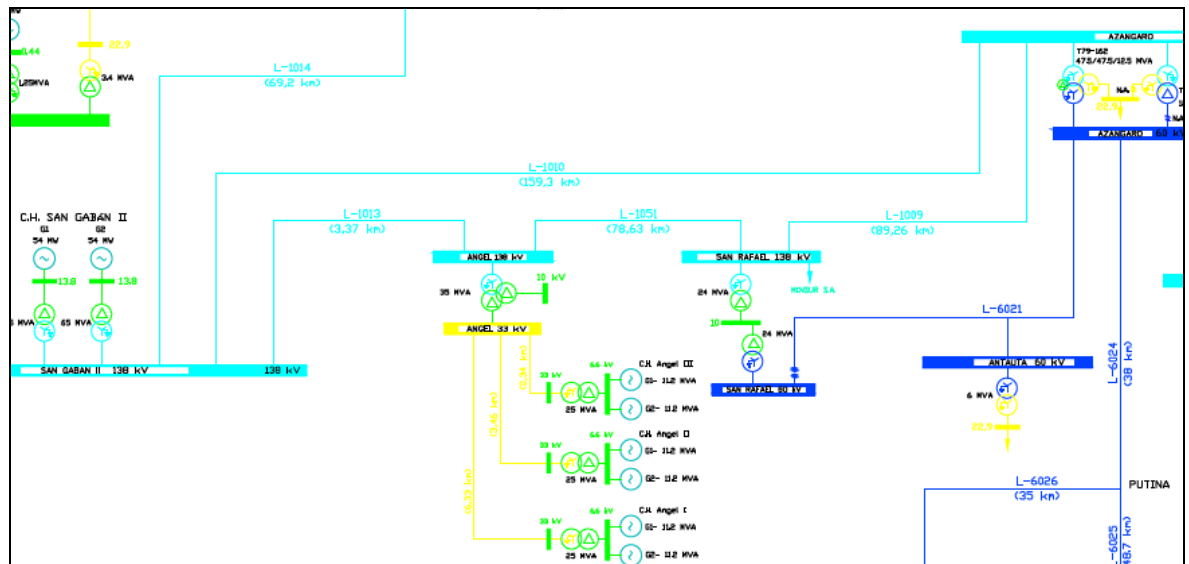


Figura 14. Diagrama unifilar del proceso de producción L-6021 (Anexo 7)

Fuente: (Osinergmin, s.f.)

3.4. Mantenimiento para la línea de transmisión L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael

a. Mantenimiento Preventivo:

Se harán trabajos de inspecciones ligeras y minuciosas haciendo una lista con todos los elementos que compongan la línea para elaborar los programas de trabajo de acuerdo a las necesidades.

b. Mantenimiento Predictivo:

Se harán diversas mediciones a los elementos que componen la línea para ver el estado actual de las misma, la periodicidad para realizar estos trabajos se generara a partir las necesidades.

c. Mantenimiento Correctivo:

Este trabajo consistirá en reemplazar, reparar los elementos dañados de las líneas de transmisión.

3.4.1. Programa De Mantenimiento

El programa de mantenimiento estará planteado por varias actividades que se inician a causa de las inspecciones ligeras y minuciosas que se desarrollen, ya que ahí se verá que actividades son necesarias para evitar las fallas de la línea.

Para plantear las actividades será necesario hacer un contraste en lo que indica o recomiendan los fabricantes, la experiencia de los supervisores de campo y que va conjuntamente con los factores ambientales de la zona.

3.4.1.1. Mantenimiento preventivo sin corte de energía:

a. Inspección ligera:

Se realiza el recorrido visualizando todos los elementos de la línea: los aisladores, conductores, cables de guarda, base de la estructura y la estructura en sí, la actividad va acompañada del uso de un binocular ya que para realizar esta actividad no es necesario escalar ni contar con otro medio de ayuda, esta actividad se realiza veces al año.

b. Inspección minuciosa:

Para este tipo de inspección es necesario escalar la estructura, ya que es importante tener una visión cercana de todos los elementos que se encuentran suspendidos del suelo, como por ejemplo poder indicar que aisladores están rajados, rotos o quiñados.

Con lo cual se podrá solicitar cantidades exactas de repuestos, la actividad es realizada una vez al año.

c. Limpieza del área de las estructuras:

Esta actividad es básicamente necesario cuando la estructura está instalada en áreas de cultivo, ya que el agua y las hierbas pueden causar que la base de la estructura sea debilitada.

d. Mantenimiento de bases:

La base de las estructuras de madera necesitará ser evaluadas y catalogadas, de acuerdo al grado del daño que presenten se tendrá que usar preservantes para su conservación.

e. Revisión y cambio de sistema de puesta a tierra.

Esta actividad es muy necesaria ya que el correcto funcionamiento de la puesta a tierra es garantía del funcionamiento de la línea en casos de descargas atmosféricas, el objetivo obtener una medición menor de 20 ohmios, la actividad se realiza anualmente.

f. Rehabilitación de Accesos:

El mantenimiento de los caminos de acceso hacia las estructuras es muy importante ya que facilita la llegada (con vehículos o peatonal) del personal a los puntos a inspeccionar,

3.4.1.2. Mantenimiento Anual Programado con corte de energía

Algunas de las actividades son realizadas necesariamente sin energía, esto debido a la complejidad y riesgo del trabajo.

Estas actividades son:

- Cambio o reparación de conductores con hebras rotas.
- Cambio de un aislador o de la cadena la de aisladores.
- Reparación o cambio del cable de guarda por encontrarse con hebras rotas o corroídas.
- Ajuste de las grapas.
- Cambio o reparación de estructuras o crucetas.

3.5. Análisis de criticidad

El Tabla 4 presenta las principales causas de las interrupciones de la línea de transmisión en los últimos cuatro años.

Interrupciones	2014	2015	2016	2017
Fenómenos Naturales	37	39	39	30
Condiciones Ambientales				
Equipos, Materiales y accesorios	5	1	1	1
Error Humano	-	-		
Terceros				
Otras causas	4			
Hurto				
Externas				
	46	40	40	31

Tabla 4. Principales causas de interrupciones

Fuente: Elaboración propia

Según lo que se puede apreciar en el Tabla 5, el total de fallas registrados en cada periodo sobrepasa las tolerancias establecidas para las líneas de transmisión de 60 kV.

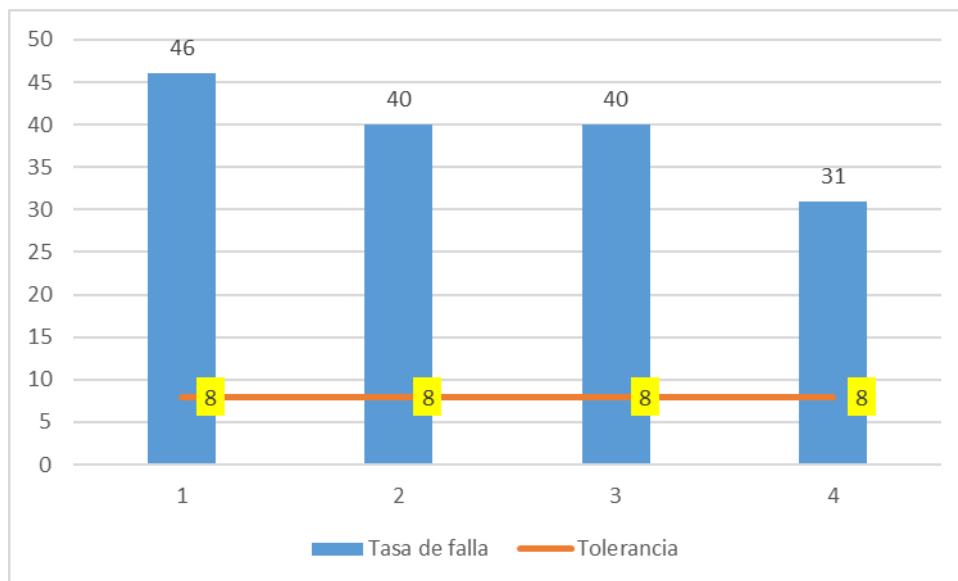


Tabla 5. Tolerancia

Fuente: Elaboración propia

Tomando en cuenta las cantidades de interrupciones de los últimos años se elaboró la matriz de criticidad, identificando las principales causas de interrupciones que afectan el suministro eléctrico.

Frecuencia	Causas				
	Terceros	Error Humano	Condiciones Ambientales	Equipos, Materiales y accesorios	Fenómenos Naturales
5	M	M	A	A	A
4	M	M	A	A	A
3	B	M	M	A	A
2	B	B	M	M	A
1	B	B	B	M	A

B: Bajo, M: Medio, A: Alto

Tabla 6. Matiz de criticidad para la L-6021

Fuente: Basado en (Análisis de criticidad y estudio RCM del equipo de máxima criticidad de una planta, s.f.)

En el Tabla se puede ver que a mayor frecuencia de fallas por fenómenos naturales la criticidad es alta para la línea de transmisión.

3.5.1. Análisis de los efectos de las descargas atmosféricas en la línea L-6021 con el software ATDRAW

Los datos requeridos para iniciar son los valores de alturas a las que se encuentran los aisladores y el cable de guarda.

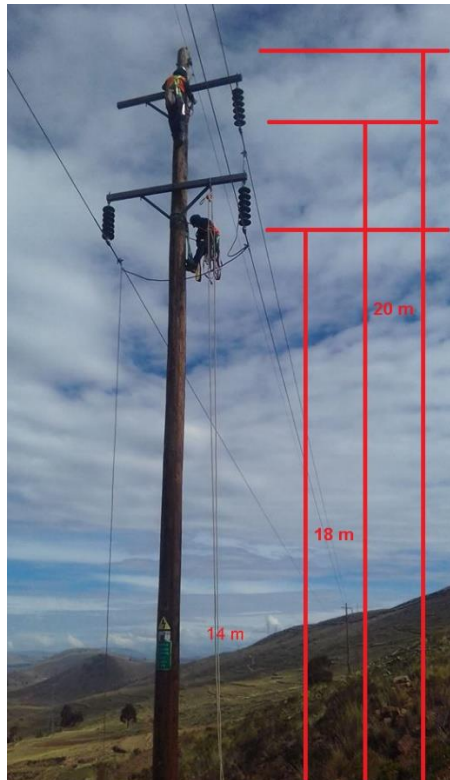


Figura 15. Alturas de la línea de transmisión L-6021

DATO	VALOR
Diámetro de conductor de fase	14.3 mm
Resistencia dc	0.0574 Ohmios/Kilometro
Espesor/ Diámetro de conductor	0.375
Diámetro de conductor de guarda	9.5
Resistencia dc del conductor de guarda	1.9014 Ohmios/Kilometro
Espesor/ Diámetro de conductor del conductor de guarda	0.5
Longitud de la línea	83.8 km

Tabla 7. Datos técnicos de la línea L.6021

Fuente: Osinergmin

Proceso para realizar el modelamiento de la línea:

- Se va proceder a crear la línea de transmisión con los datos de la tabla de características.

Line/Cable Data: 6021

Model Data Nodes

System type
Name: 6021 ☐ Template
Overhead Line ☐ Transposed ☐ Auto bundling ☒ Skin effect ☐ Segmented ground ☐ Real transf. matrix
#Ph: 3
Units: ☒ Metric ☐ English

Standard data
Rho [ohm*m] 160
Freq. init [Hz] 60
Length [km] 83.8
☐ Set length in icon

Model Type
☒ Bergeron
☐ PI
☐ JMarti
☐ Semlyen
☐ Noda

Comment: Order: 0 Label: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Line/Cable Data: 6021

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0	1.599	0.05086	5.5	18	18
2	2	0	1.599	0.05086	-5.5	14	14
3	3	0	1.599	0.05086	5.5	14	14
4	0	0	0.489	1.9014	0	20	20

Add row Delete last row Insert row copy Move

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 16. Entorno del softwaree ATPDRAW

- El modelamiento tiene que coincidir con la linea real, se puede verificar de la siguiente manera.

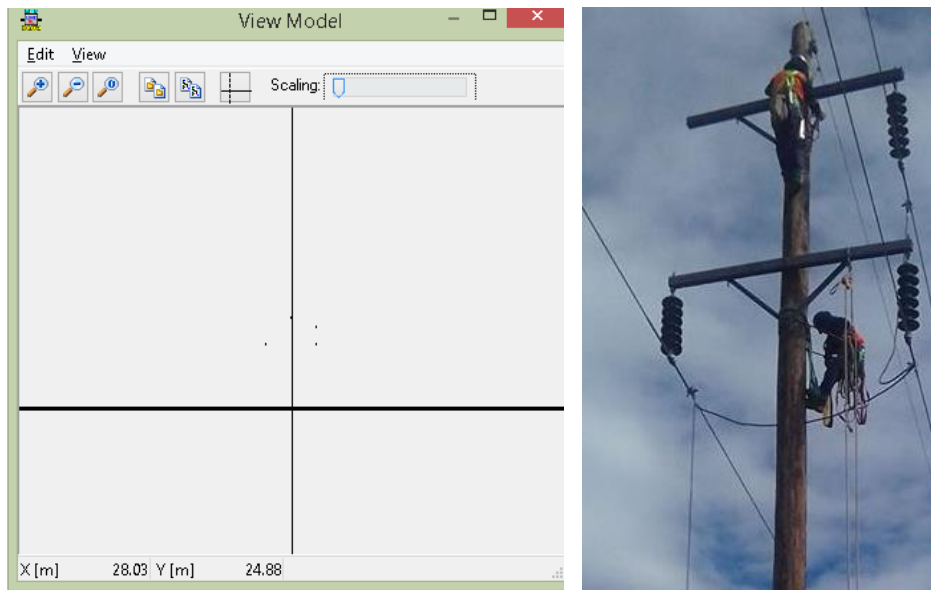


Figura 17. Entorno del softwaree ATPDRAW – verificación de la disposicion de las crucetas

- Los puntos representan la posicion de los aisladores en las crucetas
- La línea quedara representada de la siguiente manera.

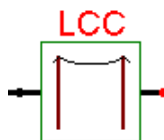


Figura 18. Modelamiento de la linea de trasmisión en el softwaree ATPDRAW

- Al circuito insertaremos un generador y a salida de la línea simularemos una falla a tierra.

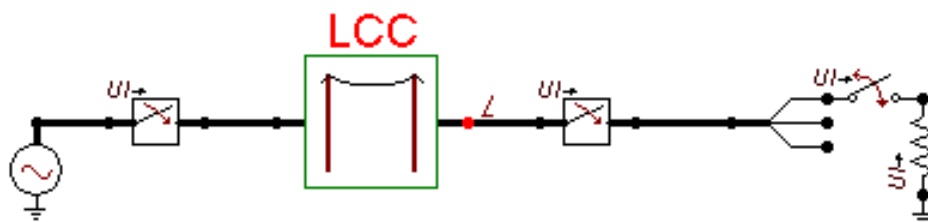


Figura 19. Modelamiento del circuito completo de la línea de transmisión en el softwaree ATPDRAW

- La primera simulación se realizó en estado normal de funcionamiento, por lo cual se puede ver en el grafico que las ondas senoidales de las fases están estables.

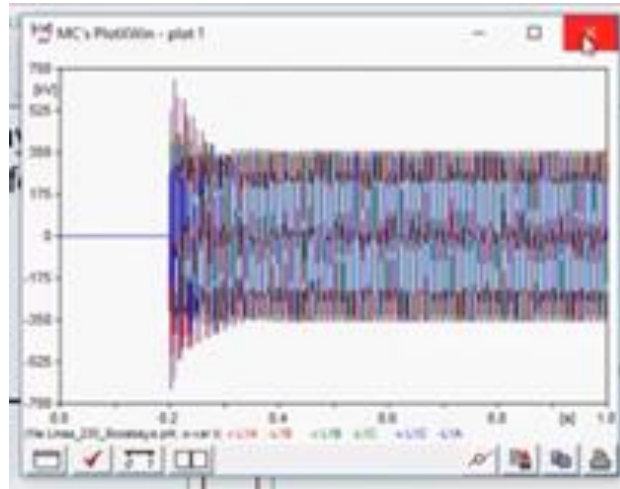


Figura 20. Forma de onda en estado estable - softwaree ATPDRAW

- En la segunda grafica se ve el circuito en estado de falla, por lo cual se ve las ondas senoidales no se encuentren estables.

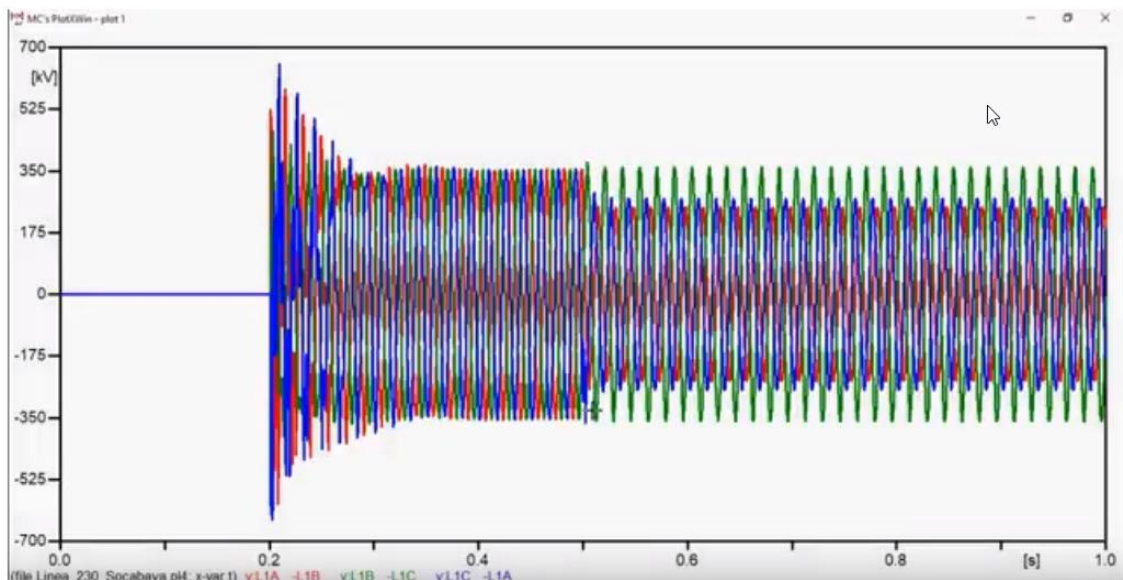


Figura 21. Forma de onda en estado de falla- softwaree ATPDRAW

- Se puede afirmar que a medida que la línea cuente con los elementos de protección en buen estado, en un momento de falla por descarga atmosférica (sobretensiones) la línea estará estará prestas a soportar la falla, por lo cual se debe de contar con un plan de mantenimiento adecuado.

3.6. Equipos para mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento en líneas se requieren utilizar los siguientes equipos las cuales se detallan a continuación:

Equipos	Características Técnicas
Telurómetro de alta frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> - Medición de puesta a tierra de torres de transmisión de energía y mallas de subestaciones. - Minimiza los efectos del cable de guarda - Fácil la medición - Frecuencia de operación: 25 kHz - Alcance: 0 - 300 Ω - Compensación de la componente inductiva
Pértiga de fibra de vidrio	<ul style="list-style-type: none"> - La pértiga telescópica con acoplamiento universal. - Fabricada de fibra de vidrio aislante - Diseñada para proporcionar protección contra descargas eléctricas, aislamiento térmico para evitar quemaduras o lesiones.
Revelador de tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Detector de alta tensión en alterna por proximidad. - Indicador sonoro (tono alto, timbre de energía alta) y un indicador visual (LEDs de alta luminosidad). - Diseñado para utilizar con pértigas de conexión, posee un selector de tensión y una posición de prueba de verificación del equipo.
Tierras temporarias equipotencial	<ul style="list-style-type: none"> - Los equipos poseen pinzas automáticas de ajuste a resorte - Son muy fáciles de maniobrar. - La operación y/o manipulación puede ser realizada por un solo operario en muy corto tiempo.
Cámara termografía	<ul style="list-style-type: none"> - Enfoque manual avanzado - Sistema de LaserSharp - Zoom digital x2, x4 - Luz visible - selección de porcentaje predefinida
Dinamómetro	<ul style="list-style-type: none"> - Lectura de la medición en tiempo real - Lectura de la medición en tiempo real y el pico máximo. - Lectura de la medición en tiempo real y media de varias lecturas realizadas en el mismo cable (recomendadas un mínimo de 3 mediciones).
Arnés de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> - 100% poliéster de alta resistencia - Argolla D dorsal en la espalda - Argolla frontal - Talla M/L - Sistema de ajuste al torso cinco puntos

Equipos	Características Técnicas
	- Porta gancho incorporado
Línea de vida	- Hecho de poliéster de alta tenacidad - Cuenta con un gancho chico ¾'' - Gancho grande 2 ¼'' - Resiste peso de hasta 140 kg
Guantes dieléctricos	- Material látex natural - Guantes aislantes de clase 2,3,4 - Categoría RC (resistencia a ácidos, aceite, ozono y muy bajas temperaturas)
Zapatos dieléctricos	- Cuero de ganado vacuno - Casquillo de policarbonato - Suela de tetrapolímeros
Casco	- Resistente al impacto - Aislamiento de hasta 440 v - Resistencia a la deformación - Resistencia a las salpicaduras de metal fundido
Traje contra relámpago de arco	- 25 cal/cm2 - Peso 1.25 kg

Tabla 8. Características de los equipos

Fuente: Elaboración propia

3.7. Repuestos – MTBF

Tasa de Falla y Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)

Línea	Tensión (kV)	Zona Geográfica	TFL	INDISL [horas]
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	≥60≤72,5	Sierra	31.00	18.34

TFL: Tasa de falla de líneas de transmisión, INDISL: Indisponibilidad de línea de transmisión

Tabla 9. Característica de la L-6021

Fuente: (Osinergmin, s.f.)

$$MTBF = \frac{TT - NOT}{F} \dots\dots\dots(11)$$

Donde

F: número de fallas,

TT: tiempo total anual

NOT: tiempo no operacional.

$$MTBF = \frac{(24 * 365) - 18.34}{31} = 282 \frac{\text{Unidad} * \text{Año}}{\text{falla}} \dots\dots\dots (12)$$

El valor 282 unidad-año por falla, la cual representa el tiempo medio del servicio entre fallas que se espera para la línea de transmisión de unidades durante sus años de servicio.

3.8. Organigrama y personal

Organigrama del departamento de mantenimiento

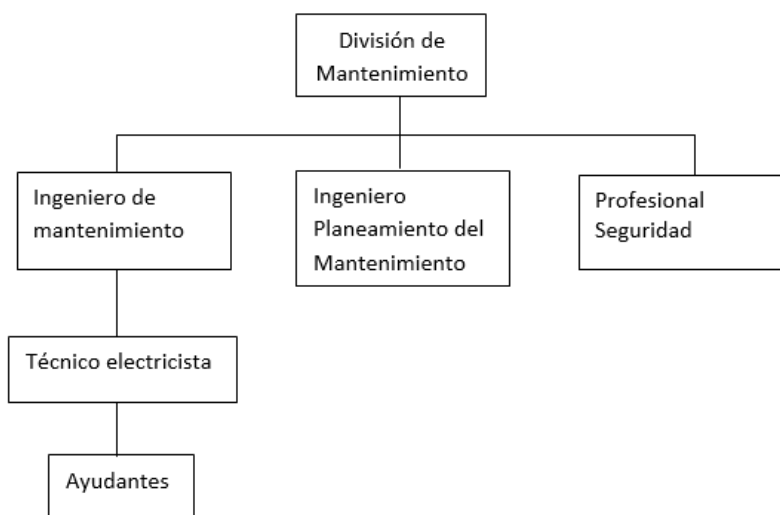


Figura 22. Organigrama del personal de mantenimiento Línea de transmisión

Fuente: Elaboración propia

3.9. Codificación de partes

Según (DGE N. , 2003) las codificaciones de las partes de las líneas de transmisión deberán presentar las siguientes características.

- Las señalizaciones son fabricadas de plancha de acero de 0.6 mm.
- Serán pintarán de color negro con fondo amarillo.
- Cuando se trate de poste de madera la señalización será fijada con tornillo.



SIGNIFICADO DE LA SEÑAL	SÍMBOLO	SEÑAL DE SEGURIDAD
ATENCIÓN RIESGO ELÉCTRICO O PELIGRO DE MUERTE ALTO VOLTAJE		

Figura 23. Señalización de advertencia

Fuente: (399.010-1-2004, 2004)

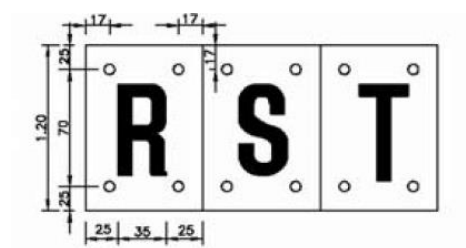


Figura 24. Placa para secuencia de fases en línea trifásicas

Fuente: (DGE N. , 2003)

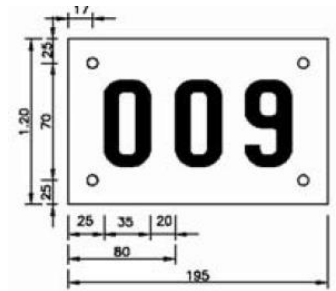


Figura 25. Placa para numeración de estructura

Fuente: (DGE N. , 2003)

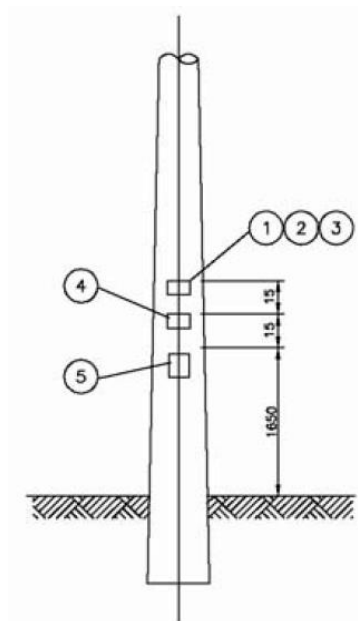


Figura 26. Ubicación de la señales en el poste

Fuente: (DGE N. , 2003)

	- Puesta a Tierra y a Estructuras, Equipotencialidad
	Tierra, símbolo general Puede darse la información suplementaria para definir el estado o el propósito de la tierra si esto no está prontamente claro

Figura 27. Símbolo de puesta a tierra

Fuente: (DGE)

Planilla de estructuras:

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-1	8350856	370454
L-6021	E-2	8350993	370398
L-6021	E-3	8351153	370334
L-6021	E-4	8351255	370290
L-6021	E-5	8351381	370241
L-6021	E-6	8351524	370183
L-6021	E-7	8351739	370147
L-6021	E-8	8351956	370112
L-6021	E-9	8352169	370111
L-6021	E-10	8352390	370044
L-6021	E-11	8352601	370010
L-6021	E-12	8352818	369976
L-6021	E-13	8353032	369944
L-6021	E-14	8353396	369884
L-6021	E-15	8353641	369848
L-6021	E-16	8353851	369811
L-6021	E-17	8354016	369704
L-6021	E-18	8354309	369505
L-6021	E-19	8354590	369319
L-6021	E-20	8354772	369198
L-6021	E-21	8354954	369073
L-6021	E-22	8355134	368953
L-6021	E-23	8355317	368833
L-6021	E-24	8355494	368713
L-6021	E-25	8355672	368585
L-6021	E-26	8355849	368480
L-6021	E-27	8356019	368364
L-6021	E-28	8356200	368244
L-6021	E-29	8356374	368126
L-6021	E-30	8356548	368016
L-6021	E-31	8356728	367889
L-6021	E-32	8356888	367780
L-6021	E-33	8357069	367664
L-6021	E-34	8357236	367552
L-6021	E-35	8357432	367418

Tabla 10. Planilla de estructuras

Fuente: Elaboración propia

3.10. Cartilla de mantenimiento

La cartilla de mantenimiento presenta las principales actividades que se realizan de acuerdo al tipo de mantenimiento que sea necesario realizar.

Mantenimiento Predictivo:

- Inspección ligera
- Inspecciones minuciosas
- Inspección de termografía de las líneas de transmisión
- Medición de las puestas a tierra
- Medición de la distancia mínima de seguridad
- Inspección de la faja de servidumbre

Mantenimiento Preventivo:

- Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre
- Poda de arboles
- Mantenimiento de puesta a tierra
- Reforzamiento de bases de postes de madera

Mantenimiento Correctivo

- Instalación, cambio o retiro de crucetas
- Instalación de las puestas a tierra
- Cambio de retenidas

Medición de puesta a tierra			
Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Ubicación	
Electrodo de puesta a tierra			
Material		Pulgadas	
Longitud		Tipo	
Conductor de puesta a tierra			
Sección		Color del aislamiento	
Medición		Ω	
Equipo			
Marca		Tipo	
Modelo		Rango	
Serie		Frecuencia	
Calibración			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

Tabla 11. Cartilla de medición de puesta a tierra
Fuente: Elaboración propia

Inspección de termografía					
Código de Línea		Fecha			
N° Estructura		Vano			
Temperatura	R		Emisividad	R	
	S			S	
	T			T	
Equipo					
Marca		Exactitud			
Modelo		Calibración			
Serie					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

Tabla 12. Cartilla de inspección de termografía
Fuente: Elaboración propia

Inspecciones ligeras

Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Vano	
Elementos de LT			
	Condiciones y/o estado		
Conductor			
Aisladores			
Estructura			
Fundación o base			
Poso a tierra			
Servidumbre			
Cable de guarda			
Equipo y /o herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

Tabla 13. Cartilla de inspecciones ligeras
Fuente: Elaboración propia

Inspecciones minuciosas			
Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Vano	
Elementos de LT			
	Condiciones y/o estado		
Aisladores			
Pernos			
Perfiles			
Crucetas			
Herrajes			
Equipo y /o herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

Tabla 14. Cartilla de inspecciones minuciosas
Fuente: Elaboración propia

Mantenimiento de señalización de estructuras

Datos de la línea de transmisión				
Código			Fecha	
Nivel de tensión			Vano	
Tipo de estructura				
Estado de conservación	Bueno		Regular	Deficiente
Tipo de letrero				
Equipo y/o herramientas				
Observaciones				
Responsable				
Nombre				
CIP				

Tabla 15. Cartilla de mantenimiento de señalización de estructuras

Fuente: Elaboración propia

Medición de la distancia mínima de seguridad																	
Código de Línea		Fecha															
N° Estructura		Vano															
Tipo de estructura		Nivel de tensión															
Tipo de conductor		N° de ternas															
Medición																	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-start;"> <div style="width: 45%;"> <p>Tabla 219 Anchos mínimos de fajas de servidumbres</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión nominal de la línea (kV)</th> <th>Ancho (m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10 – 15</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>20 – 36</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>50 – 70</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>115 – 145</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>64</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div style="width: 50%; text-align: center;"> </div> </div>				Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)	10 – 15	6	20 – 36	11	50 – 70	16	115 – 145	20	220	25	500	64
Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)																
10 – 15	6																
20 – 36	11																
50 – 70	16																
115 – 145	20																
220	25																
500	64																
Equipo																	
Observaciones																	
Responsable																	

Nombre	
CIP	

Tabla 16. Cartilla de medición de la distancia mínima de seguridad

Fuente: Elaboración propia

Instalación o retiro de crucetas					
Datos de la línea de transmisión					
Código de la línea		Fecha			
Nivel de tensión		Vano			
Número de la estructura					
Tipo de armado	PS	PRH	HTE	AT	RGV
Estado de conservación	Bueno		Regular		Deficiente
Tipo de material:					
Equipo y/o herramientas					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

Tabla 17. Cartilla de instalación o retiro de crucetas

Fuente: Elaboración propia

Cambio de retenidas			
Datos de la línea de transmisión			
Código		Fecha	
Nivel de tensión		Vano	
Numero de estructura			
Tipo de suelo			
Tipo de ancla	Cerrada	Expandida	
Tipo de retenida			
Equipo y materiales y herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

Tabla 18. Cartilla de cambio de retenidas

Fuente: Elaboración propia

Reforzamiento de bases de postes de madera					
Datos de la línea de transmisión					
Código		Fecha			
Nivel de tensión		Vano			
Numero de estructura					
Tipo de estructura					
Estado de conservación	Bueno		Regular		Deficiente
Tipo de estructura					
Tipo de tratamiento					
Equipo, materiales y herramientas					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

Tabla 19. Cartilla de reforzamiento de bases de postes de madera
Fuente: Elaboración propia

3.11. Historial de mantenimiento

En el siguiente Tabla se aprecia las escasas programaciones de mantenimiento para la línea L-6021 S.E. Azángaro – S.E. San Rafael.

Código de Línea de Empresa	Tensión	Zona Geográfica	Fecha Registro de	Fecha Inicio de	Fecha de Fin	Duración (Horas)	Tipo Int.	Tip. Causa
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	22/11/2015 16:47	22/11/2015 05:50	22/11/2015 08:37	2.78	Programada	Mantenimiento preventivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	14/11/2015 20:10	13/11/2015 08:10	13/11/2015 19:20	11.17	Programada	Mantenimiento preventivo

Código de Línea de Empresa	Tensión	Zona Geográfica	Fecha de Registro	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Duración (Horas)	Tipo Int.	Tip. Causa
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	27/09/2015 19:56	27/09/2015 08:33	27/09/2015 18:25	9.87	Programada	Mantenimiento correctivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	31/05/2017 17:17	31/05/2017 07:08	31/05/2017 16:34	9.43	Programada	Mantenimiento correctivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	28/04/2017 15:49	28/04/2017 07:00	28/04/2017 08:44	1.73	Programada	Mantenimiento preventivo

Tabla 20. Historial de mantenimiento

Fuente: (Osinergmin, s.f.)

3.12. Índices de mantenimiento

Indicadores de Tasa de Falla:

Se puede apreciar en los Tablas estadísticas que los indicadores de tasa de falla del año 2016 han disminuido considerablemente respecto al año 2017.

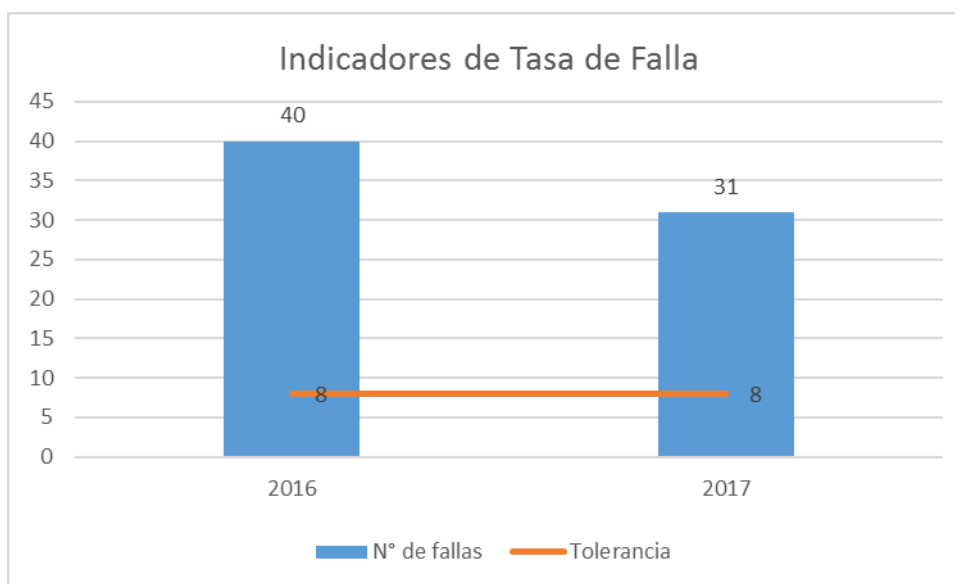


Tabla 21. Indicador de Tasa de Falla

Fuente: Elaboración propia

Indicadores de Indisponibilidad:

Se puede apreciar en los Tablas estadísticos que los indicadores de indisponibilidad del año 2016 han disminuido considerablemente respecto al año 2017.

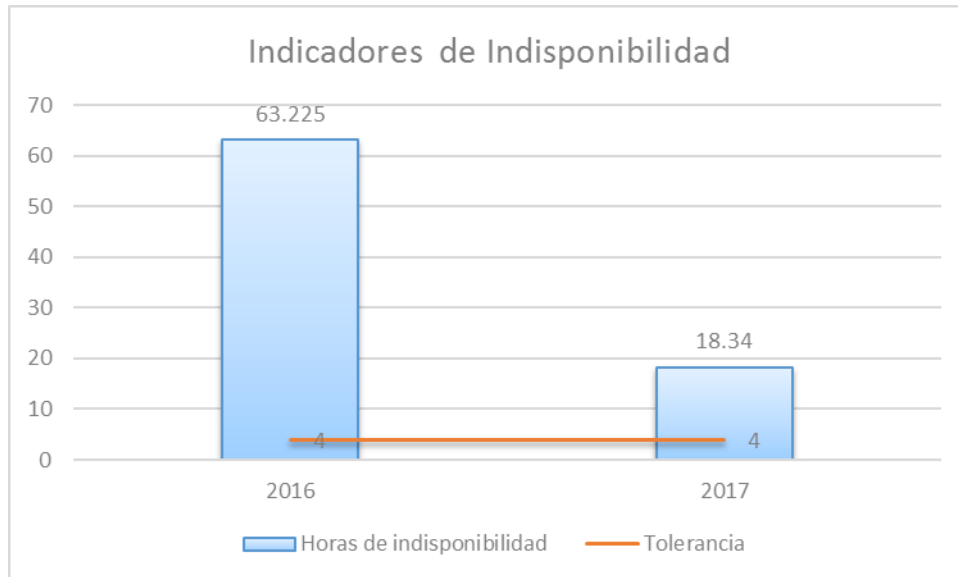


Tabla 22. Indicador de Indisponibilidad

Fuente: Elaboracion propia

3.13. Desempeño de la línea L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael.

a. Validación de la data presentada por la empresa – Periodo 2017

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones
1	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	164658	03/01/2017 12:15	0.417	0.9	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro - Asillo
2	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	164660	03/01/2017 13:11	1.517	0.68	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro - Asillo
3	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	164860	07/01/2017 06:39	0.6	0.64	Afectado por fuertes nevadas por zona de Anta uta.
4	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	165128	11/01/2017 16:19	0.333	0.77	Afectado por vientos por zona de Azángaro.
5	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	165459	19/01/2017 15:34	0.65	0.79	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro San Antón

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones
6	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	165647	23/01/2017 18:54	1.067	1.44	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro
7	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	166000	01/02/2017 21:44	0.529	1.35	Vientos y descargas atmosféricas en la zona Azángaro y Anta uta.
8	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	166357	05/02/2017 16:33	0.35	0.78	Afectó vientos y descargas atmosféricas por zona de Azángaro-San Antón
9	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	166978	20/02/2017 15:31	0.467	0.86	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro a Anta uta.
10	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	167255	01/03/2017 18:47	3.121	1.54	Afectado por rotura de cruceta en estructura 338 en derivación a San Rafael.
11	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	167290	02/03/2017 16:43	0.871	0.84	vientos y descargas por la zona.
12	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	168370	25/03/2017 16:51	0.999	0.76	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
13	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	168780	02/04/2017 15:03	0.817	0.81	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
14	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	168858	04/04/2017 13:40	0.867	0.74	Afectó vientos y descargas atmosféricas por zona de San Antón.
15	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	168914	05/04/2017 17:05	0.267	1.07	Afectó descargas atmosféricas por la zona de Ananea.
16	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	169124	10/04/2017 17:23	0.409	0.98	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro
17	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	169634	26/04/2017 13:39	0.797	0.76	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Ananea
18	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	175598	18/10/2017 12:37	0.317	0.85	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Anta uta.
19	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	175707	20/10/2017 15:02	0.367	0.76	Descargas Atmosféricas por la zona de San Antón-Anta uta
20	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	176129	31/10/2017 11:42	0.25	0.75	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-San Antón.
21	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	176131	31/10/2017 16:30	0.333	0.91	Afectó descargas atmosféricas por zona de Anta uta.
22	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	176402	07/11/2017 16:40	0.067	0.99	Afectó descargas atmosféricas por la zona de Azángaro.
23	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	176823	18/11/2017 14:43	0.9	0.59	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Asillo.
24	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	177213	25/11/2017 07:35	0.1	0.76	viento y descargas en la zona Azángaro
25	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	177396	29/11/2017 15:50	0.3	0.87	descargas atmosféricas zona de Anta uta.

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones
26	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	177444	30/11/2017 15:42	0.25	0.52	descargas atmosféricas en la zona Azángaro.
27	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	178147	15/12/2017 17:45	0.15	0.38	descargas y viento por la zona.
28	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	178483	22/12/2017 12:30	0.217	0.76	Afectó descargas atmosféricas en zona Azángaro San Antón
29	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	178490	22/12/2017 17:10	0.55	0.85	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro.
30	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	178555	24/12/2017 15:25	0.283	0.81	descargas atmosféricas en la de Azángaro.
31	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	178803	31/12/2017 15:47	0.183	0.84	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-San Antón.

Tabla 23. Data validada

Fuente: (Osinermin, 2017)

b. Verificar los valores de tasa de falla e indisponibilidad

				Frecuencia de Desconexiones por causa y tipificación, que ocasionaron interrupción mayor de 3 minutos												INDICADOR	
				Programada	Forzadas												
Componente de la Línea de Transmisión*	Tensión (kV)	Zona Geográfica	Longitud (km)	Total	Fenómenos Naturales	Condiciones Ambientales	Equipos, Materiales y accesorios	Error Humano	Terceros	Otras causas	Hurto	Externas	Fuerza Mayor	que se incluyen en el	Tolerancia	TFL	
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	≥60≤72,5	Sierra	83.8	3	30		1					3		31	8	31.00	

				Duración de Desconexiones por causa y tipificación, que ocasionaron interrupción mayor de 3 minutos [horas]												INDICADOR	
				Programada	Forzadas												
Componente de la Línea de Transmisión*	Tensión (kV)	Zona Geográfica	Longitud (km)	Total	Fenómenos Naturales	Condiciones Ambientales	Equipos, Materiales y accesorios	Error Humano	Terceros	Otras causas	Hurto	Excesos Mitto	Externas	Fuerza Mayor	duración de Desconexiones que se incluyen en el	Tolerancia [horas]	INDISL [horas]
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	≥60≤72,5	Sierra	83.8	11.17	15.22		3.12						4.34		18.34	4	18.34

Tabla 24. Verificar los valores de tasa de falla e indisponibilidad

Fuente: Elaboración propia

3.14. Cálculo de la multa de acuerdo a Osinergmin

Indicador “Tasa de Falla”:

Ítem	Código de Línea		Zona Geográfica	Longitud (km)	Total, Computa para Amonestación, Sanción o Multa	Tolerancia	Excedente
1	L-6021	Azángaro - San Rafael	Sierra	83,8	31	8	23

Tabla 25. Indicador de Tasa de Falla

Fuente: Elaboración propia

Indicador “Indisponibilidad”:

Ítem	Código de Línea		Zona Geográfica	Longitud (km)	Total, Computa para Amonestación, Sanción o Multa (h)	Tolerancia (h)	Excedente (h)
1	L-6021	Azángaro - San Rafael	Sierra	83,8	18.34	4	14.34

Tabla 26. Indicador Indisponibilidad

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones para el cálculo de la multa:

- Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2017”, OSINERGMIN N° 047-2017-OS/ CD.
- ANEXO 14, de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Resolución N.º 285-2009-OS/CD, establece:

a.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

La multa para este indicador se determina usando la siguiente expresión:

$$M = \frac{(HD_{RLT} - HD_{TLT})}{HD_{TLT}} * L * F_{IL}$$

Consideraciones técnicas.

Nivel de Tensión kV	Región	Zona	Altitud (msnm)	Estructura	Terna	Cable de Guarda	Tipo de Conductor	Sección del Conductor (mm2)	Tipo de Instalación
60	Sierra	Rural	3001 a 4500	Poste de madera	Simple	1	AAAC	150	Aérea

Tabla 27. Consideraciones técnicas de la L-6021

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de OyM.

Código	Costo por kilómetros de los Módulos Estándares de líneas de transmisión - Sin IGV. (\$/km)	Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento	Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento (\$/km)
LT-060SIR1TAS1C1120A	67,615.42	3,59%	2,156.93

Tabla 28. Consideraciones de modulo estándar y Costo de Operación y Mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones de desempeño.

HDRLT	HDTLT	L	FIL
31	8,00	83,8	2,156.93

Tabla 29. Consideraciones de desempeño de la L-6021

Fuente: Elaboración propia

La multa para la línea de transmisión L-6021 Azángaro- SE San Rafael es: \$ 519,658.82.

a.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

La multa para este indicador se determina usando la siguiente expresión:

$$M = \frac{(HD_{RLT} - HD_{TLT})}{HD_{TLT}} * L * F_{IL}$$

L-6021 Azángaro- San Rafael

Consideraciones técnicas.

Nivel de Tensión kV	Región	Zona	Altitud (msnm)	Estructura	Terna	Cable de Guarda	Tipo de Conductor	Sección del Conductor (mm²)	Tipo de Instalación
60	Sierra	Rural	3001 a 4500	Poste de madera	Simple	1	AAAC	150	Aérea

Tabla 30. Consideraciones técnicas de la L-6021

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de OyM.

Código	Costo por kilómetros de los Módulos Estándares de líneas de transmisión - Sin IGV. (\$/km)	Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento	Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento (\$/km)
LT-060SIR1TAS1C1120A	67,615.42	3,59%	2,156.93

Tabla 31. Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de Operación y Mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones de desempeño.

NDRLT	NDTLT	L	FIL
18.34	4,00	83,8	2,156.93

Tabla 32. Consideraciones de desempeño

Fuente: Elaboración propia

La multa para la línea de transmisión L-6021 Azángaro- San Rafael es: \$ 729,244.86 (Sin incluir IGV).

Determinación de la Multa reales en líneas de transmisión:

Por lo tanto, para el caso de las líneas, se tiene:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Frecuencia			Duración			$\Delta N + \Delta H$
	NDRLT	NDTLT	ΔN	HDRLT	HDTLT	ΔH	
L-6021 Azángaro - San Rafael	31,00	8	2,875	18.34	4	3.585	6.46

Tabla 33. Determinación de la Multa reales

Fuente: Elaboración propia

Debido a que la suma de los desvíos excede la unidad, se aplicara la mayor multa calculada para cada una de las líneas de transmisión: L-6021 Azángaro- SE San Rafael.

La sanción que corresponde, es:

L-6021 Azángaro- SE San Rafael:

Multa= \$ 729,244.86

**TOTAL: \$ 729,244.86 Dólares Americanos (Aprox. S/. 2,462,295.27 Nuevos Soles) Tipo
de cambio al 23/11/2017: 1\$=S/. 3,371**

Multa Equivalente= 593.32 UIT

3.15 Gestión de mantenimiento

3.15.1. Gestión de las Operaciones:

La Gestión de Operaciones es la creación, desarrollo y organización de la función de producción con el objetivo de alcanzar ventajas competitivas.

Ventajas:

- Reducción de costos operativos
- Cumplimiento eficaz de los objetivos
- Mayor control de inventario y recursos
- Homogenización del proceso
- Productos finales de mayor calidad
- Mejor atención al cliente

3.15.2. Gestión de Almacén:

La gestión de almacenes es el proceso en el cual se ve la recepción, almacenamiento y movimiento dentro de un mismo almacén hasta el punto de consumo final del material.

El objetivo principal de una gestión de almacenes consiste en **garantizar el suministro continuo y oportuno de materiales y medios de producción necesarios para asegurar los servicios de forma ininterrumpida y rítmica.**

Tareas generales:



Tarea más importante de la gestión de almacén:

Inventarios

El inventario es la verificación y control de los productos existentes en el almacén, en cantidad y valor en determinado momento.

Se busca:

- Conocer la cantidad exacta de los productos (en cantidad y conservación)
- Controlar, confrontar y definir la situación contable y física.

Tarjeta de Control de Inventario:

Tarjeta de control valorizado de materiales											
									Código		
Observaciones:											
Entrada					Salida				Saldo		
Fecha	N°	Cantidad	Precio unitario	Importe	Fecha	N°	Cantidad	Importe	Cantidad	Precio unitario	Importe

Tabla 34. Tarjeta de Control de Inventario

Fuente: Elaboración propia basada en el modelo de las tarjetas Kardex

3.15.3. Gestión de calidad

La gestión de calidad es un conjunto de normas y estándares internacionales que, interrelacionados entre sí, promueven el estricto cumplimiento de los requisitos de calidad en una organización.

Ventajas gestión de calidad:

- Generar mayor eficiencia
- Fomenta la moral de los empleados
- Reconocimiento internacional
- Mejora la gestión de los procesos
- Proporciona niveles más altos de satisfacción del cliente

3.15.4. Gestión de capacitación

La gestión de capacitación es un proceso que va desde la detección de los puntos más necesarios de capacitación hasta la evaluación de los resultados.

El primer paso es la identificación de las necesidades de capacitación, en función de los objetivos, es preciso conocer qué habilidades o capacidades son las que requiere la empresa en el corto, mediano y largo plazo.

Ventajas:

- Incrementa la productividad
- Promueve un ambiente mayor de seguridad en el puesto de trabajo
- Facilita la supervisión del personal
- Proporción personal calificado

- Desarrolla el sentido de la responsabilidad
- Actualización frente a los cambios

3.15.5. Gestión de la seguridad

Es una parte importante de un sistema general de gestión, planteada por una organización que incluye la estructura organizativa, la planificación de las actividades, las prácticas, los procedimientos, las responsabilidades, los procesos y los recursos para desarrollar, implantar, llevar a efecto, revisar y mantener al día la política de prevención.

CAPITULO 4

RESULTADOS

4.1. Resultados

4.1.1. Resultados

El resultado a presentar es el plan de mantenimiento el cual está compuesto por lo siguiente y se detallan en el anexo 8 del presente documento.

1. Ubicación de los equipos
2. Proceso de operación
3. Recomendaciones de los fabricantes
4. Análisis de criticidad
5. Equipos para mantenimiento
6. Repuestos MTBF
7. Organigrama del personal
8. Codificación de partes
9. Cartillas de mantenimiento
10. Historial de mantenimiento

4.1.2. Presupuesto

Cálculo de precios unitarios

Inspección ligera					
Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día			30.60	
	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Mano de obra	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Capataz	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
					14.89
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					15.71

Inspección minuciosa					
Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	42.45	
	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Mano de obra	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Capataz	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Peon	hh	1	1.0667	9.63	10.27
					25.16
Materiales					
Materiales varios	%mo		5.0000	31.58	1.58
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					15.71

Mantenimiento de puesta a tierra

Descripción de recursos	und/Día		350.15		
Rendimiento			Precio	Parcial	
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Capataz	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Peon	hh	2	1.0667	9.63	10.27
					25.16
Materiales					
Grapas tipo U para poste de madera	Und		10.0000	0.2	2.00
tierra negra de cultivo	m3		2.0000	10	20.00
Cemento conductivo 25kg	bol		2.0000	76.27	152.54
Agua	m3		2.0000	0.5	1.00
Tubo de PVC 4"x3m	Und		1.0000	0.8	0.80
					176.34
Subpartidas					
Tratamiento de 01 puesta a tierra	Und		1.0000	84.7	84.70
Transporte de materiales del PAT	Und		1.0000	63.67	63.67
Excavación de hoyo, tierra normal	Und		0.3000	92.23	0.28
					148.65

Poda de arboles

Descripción de recursos	und/Día		Costo Unitario
Rendimiento			905.9534
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Precio S/
Prof. Responsable	hh	1	
Jefe de grupo	hh	1	
Operario	hh	2	
Ayudante	hh	6	
Materiales			905.9534
Materiales varios	%mo		
Equipos			
Herramientas manuales	%mo		
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	

Medición de puesta a tierra

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	53.94	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Capataz	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Oficial	hh	1	0.5333	12.04	6.42
Peón	hh	2	1.0667	9.63	10.27
					31.58
Materiales					
Materiales varios	%mo		5.0000	31.58	1.58
Equipos					
Megometro	hm	1	0.5333	5	2.67
Teluometro	hm	1	0.5333	4.5	2.40
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					20.78

Mantenimiento de señalización de estructuras

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 25.000	EQ. 25.000	66.93	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Capataz	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Oficial	hh	1	0.3200	12.04	3.85
Peón	hh	1	0.6400	9.63	6.16
					17.72
Materiales					
Plancha metálica, incluye accesorio de fijación	Und		3.0000	11	33.00
Materiales varios	%m		5.0000	10.01	0.50
					33.50
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					15.71

Inspección de termografía de las líneas de transmisión

Descripción de recursos

Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	36.24	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Supervisor	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Técnico de termografía	hh	1	0.6400	12.04	7.71
					15.41
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
Cámara Termografía	hm	1	0.6400	8	5.12
					20.83

Armado Tipo PS

Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	1163.94	
				Precio	Parcial
Descripción de recursos	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Materiales					
Cruceta de perfil angular superior de FG de 102x102x10mmx2.70m	und		1.0000	254	254.00
Cruceta de perfil angular inferior de FG de 102x102x10mmx3m	und		1.0000	271	271.00
Riostra perfil angular de FG 50.8x50.8x6.4x1.20m	und		4.0000	110	440.00
Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx356mm			4.0000	12	48.00
Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx50.8mm			4.0000	2.8	11.20
Arandela cuadrada plana			7.0000	1.2	8.40
Arandela cuadrada curva			4.0000	1.2	4.80
Arandela de presión tipo pesada			4.0000	0.8	3.20
Perno ojo F.G.			3.0000	9.0	27.00
					1067.60
Subpartidas					
Montaje electromecánico de armado Tipo PS	glb		1.0000	52.11	52.11
Transporte de cruceta y accesorios	jgo		1.0000	44.23	44.23
					96.34

Instalación de puesta a tierra

Descripción de recursos

Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	1169.76	
				Precio	Parcial
Materiales	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio	Parcial

			S/	S/
Grapa tipo U para poste de madera	und	70.0000	0.2	14.00
Tierra negra de cultivo	und	2.0000	10	20.00
Cemento conductivo 25kg	bol	2.0000	76.27	152.54
Listón de madera tratada	und	1.2000	21.2	25.44
Conector de cobre tipo perno partido	und	3.0000	4.5	13.50
Conductor de cobre desnudo 25mm ²	und	22.0000	8	176.00
Varilla de cobre 16mmx2.4mm	und	1.0000	101	101.00
Juego de soldadura exotérmica	und	1.0000	162	162.00
Plancha de cobre tipo J	und	3.0000	10	30.00
Conector Bimetálico	und	1.0000	8	8.00
Agua	m ³	2.0000	0.5	1.00
Tubo de PVC	und	1.0000	8	8.00
				711.48
Subpartidas				
Excavación de hoyo para puesta a tierra en terreno normal	und	0.3000	92.23	27.67
Excavación de hoyo para puesta a tierra en terreno rocoso	und	0.7000	403.2	282.24
Transporte de material	jgo	1.0000	63.67	63.67
Tratamiento de una puesta a tierra	und	1.0000	84.7	84.70
				458.28

Cambio de retenida

Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	754.12	
				Parcial	
Descripción de recursos	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	S/
Materiales					
Cable de acero de AG	m		18.0000	4	72.00
Bloque de concreto armado	und		1.0000	28	28.00
Varilla de anclaje F.G.	und		1.0000	53	53.00
Arandela cuadrada	und		1.0000	4.5	4.50
Varilla preformada de retenida para cable	und		2.0000	25	50.00
					207.50
Subpartidas					
Excavación de hoyo para retenidas en terreno rocoso	und		1.0000	403	403.00
Transporte de materiales de retenidas	jgo		1.0000	79.59	79.59
Montaje de retenida	und		1.0000	64.03	64.03
					546.62

Actividades	Unidad	Metrados	Precio	Parcial
Inspecciones ligeras	und	376	30.6	S/. 11,505.60
Inspecciones minuciosas	und	200	42.45	S/. 8,490.00
Inspección de termografía de las líneas de transmisión	und	200	36.24	S/. 7,248.00
Medición de puesta a tierra	und	200	53.94	S/. 10,788.00
Medición de la distancia mínima de seguridad	und	376	53.94	S/. 20,281.44
Inspección de la faja de servidumbre	Km	83	42.45	S/. 3,523.35
Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre	km	83	905	S/. 75,115.00
Poda de arboles				
Mantenimiento de puesta a tierra	und	180	350.15	S/. 63,027.00
Mantenimiento de señalización de estructuras	und	150	66.93	S/. 10,039.50
Reforzamiento de bases de postes de madera	und	200	350.15	S/. 70,030.00
Instalación, cambio o retiro de crucetas	und	200	1163.94	S/. 232,788.00
Instalación de puesta a tierra	und	150	1169.759	S/. 175,463.85
Cambio de retenidas	und	100	754.32	S/. 75,432.00
			Sub Total	S/. 763,731.74
			IGV	S/. 137,471.71
			Total	S/. 901,203.45

Tabla 35. Presupuesto

Fuente: Elaboración propia

4.1.3. Cronograma

Ítem	Actividades	Código	Cantidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	Inspecciones ligeras	3	376												
2	Inspecciones minuciosas	4	200												
3	Inspección de termografía de las líneas de transmisión	2	200												
4	Medición de puesta a tierra	1	200												
5	Medición de la distancia mínima de seguridad	6	376												
6	Inspección de la faja de servidumbre	6	376												
7	Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre	6	376												
8	Poda de arboles	6	376												
9	Mantenimiento de puesta a tierra	1	180												
10	Mantenimiento de señalización de estructuras	5	150												
11	Reforzamiento de bases de postes de madera	9	200												
12	Instalación, cambio o retiro de crucetas	7	200												
13	Instalación de puesta a tierra	1	150												
14	Cambio de retenidas	8	100												

Tabla 36. Cronograma de actividades

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

- El análisis de criticidad desarrollada en el numeral 3.5, nos dio a conocer los principales motivos de las interrupciones, de lo cual con la ayuda del software se pudo ver el comportamiento de las fallas, y sustenta la necesidad de mantener todos los componentes del sistema de transmisión en buena estado ya que debido a esto se pueden evitar múltiples fallas.
- En el numeral 3.14 (Desempeño de la línea de transmisión) se verifica que la línea ha presentado un desempeño deficiente ya que los valores de tasa de falla e indisponibilidad son sobrepasados exageradamente de los valores de tolerancia, con lo cual afirma que la línea tiene una deficiencia en sus trabajos de mantenimiento, lo mismo se puede confirmar con lo indicado en el numeral 3.12 (Historial de mantenimiento).
- El plan de mantenimiento propuesto tendrá un costo de S/. 901,203.45 que es el 37% del valor de la multa del año 2017 que es S/. 2,462,295.27, con lo cual podemos decir que invirtiendo una cantidad mucho menos que las que se pagan por las multas se podría implementar el plan de mantenimiento que resultara beneficiosa para disminuir las interrupciones de la línea L-6021 Azángaro – San Rafael y afianzar la confiabilidad del sistema de transmisión de la región Puno.

GLOSARIO

- **Desconexión Forzada:** Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.
- **Disponibilidad:** Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
- **Falla:** Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.
- **Indisponibilidad:** Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
- **Interrupción:** Falta del suministro del servicio público de electricidad como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.
- **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- **Registro:** Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
- **Reporte:** Envío de información consolidada a OSINERGMIN, respecto a un tema específico, en el período establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
- **Sistema de Transmisión:** Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV.

BIBLIOGRAFÍA

- Soto, M. (2006). Programa Digital para el Estudio de Simulación del Cálculo de Fallas por Apagamiento y Flameo Inverso en líneas de Transmisión. Quito, Ecuador.
- Villavicencio, J. (2014). Modelo del Desempeño de Líneas Aéreas de Transmisión y Distribución Ante Descargas Atmosféricas. Lima, Perú.
- Indecopi (2004). Norma Técnica 399.010-1-2004, N. T Señales de Seguridad.
- Pistarelli, A. (2010). Manual de Mantenimiento Ingeniería, Gestión y Organización. Buenos Aires.
- Bustillos R. A. C. (2015). introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica. Recuperado de <http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>
- DGE, N. (2003). Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias para electrificación rural.
- DGE, N. (s.f.). Símbolos Gráficos En Electricidad. Lima, Perú.
- Electricidad, S. (2013). TIPOS DE ESTRUCTURAS PARA ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN. Recuperado de <http://www.sectorelectricidad.com/5612/tipos-de-estructuras-para-alta-media-y-baja-tension/>
- Electricidad, S. (2017). DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SU EFECTO EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. Recuperado de <http://www.sectorelectricidad.com/17495/descargas-atmosfericas-y-su-efecto-en-las-lineas-de-transmision/>
- Osinermin. (2006). Procedimiento N° 091-2006-OS/CD. Lima, Perú.
- Osinermin. (2009). Resolución Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD. ANEXO 14, de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Lima, Perú
- Garrido, S. G. (2013). Ingeniería de mantenimiento. Recuperado de <http://ingenieriadelmantenimiento.com/index.php/14-mantenimiento-legal/14-plan-de-mantenimiento-basado-en-instrucciones-de-fabricantes>
- Gonzales-Longatt, F. (2007). Elementos De Líneas De Transmisión Aéreas. En F. Gonzales-Longatt.
- Gonzalez-Longatt, F. (2014). SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. Recuperado de

<http://www.sectorelectricidad.com/8437/sistemas-de-puesta-a-tierra-y-proteccion-contra-descargas-atmosfericas-parte-1/>

Lopez, J. (2013). Las cinco generaciones del mantenimiento. Recuperado de <http://gestionmantenimientoeficiente.blogspot.com/2013/02/las-cinco-generaciones-del-mantenimiento.html>

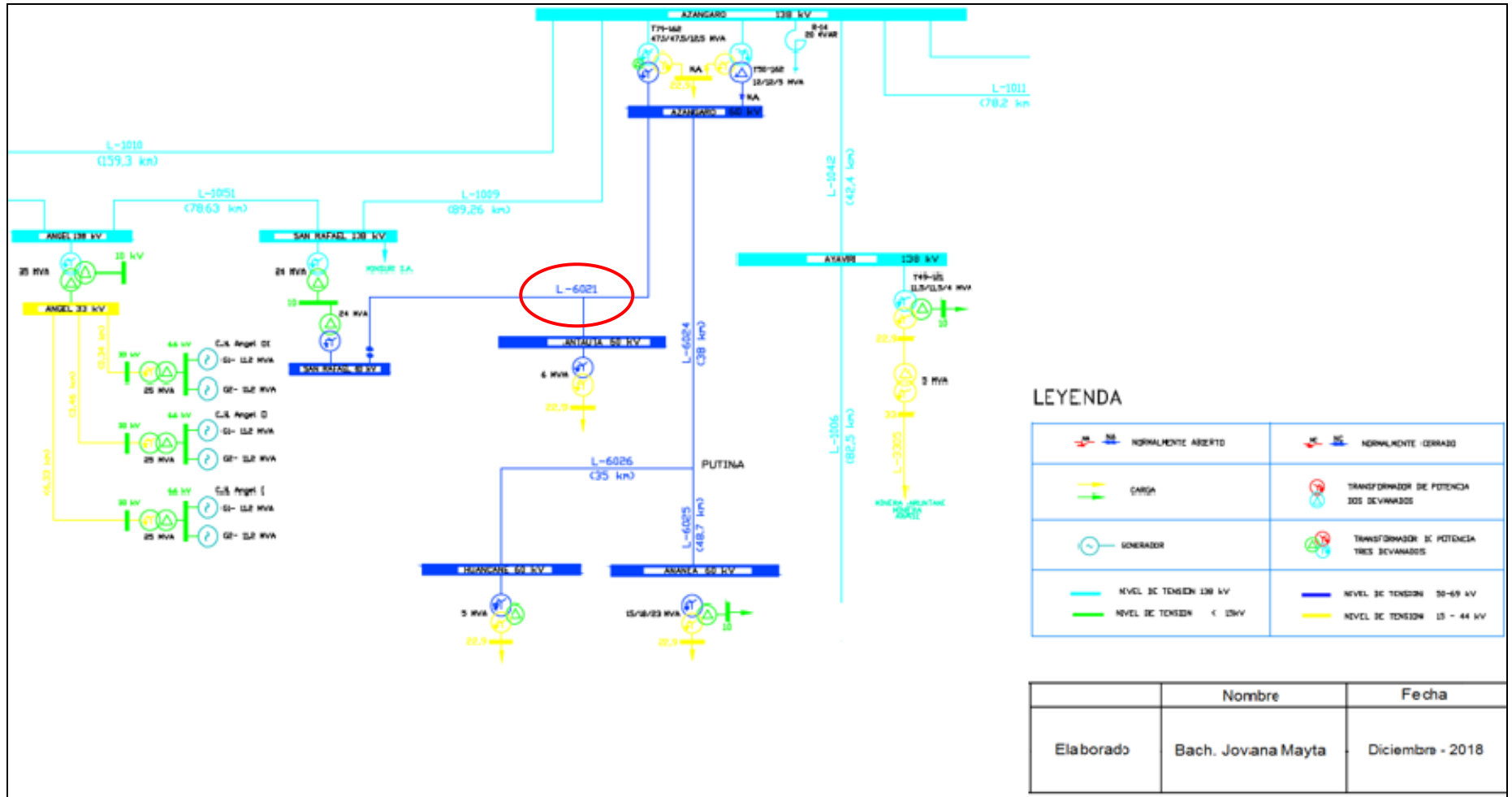
Osinermin. (s.f.). Portal Integral del Sistema de Información Técnica - GFE. Recuperado de <http://portalgfe.osinerg.gob.pe/SESSION/JPage?page=session.gui.login>

Pacífico, E. D. (2015). Manual De Mantenimiento Para Redes De Alta, Media Y Baja Tensión. Recuperado de <http://dispac.com.co/wp-content/uploads/2015/05/ANEXO-18-B-MANUAL-DE-MANTENIMIENTO-PARA-REDES-DE-ALTA-MEDIA-Y-BAJA-TENSI%C3%93N.pdf>

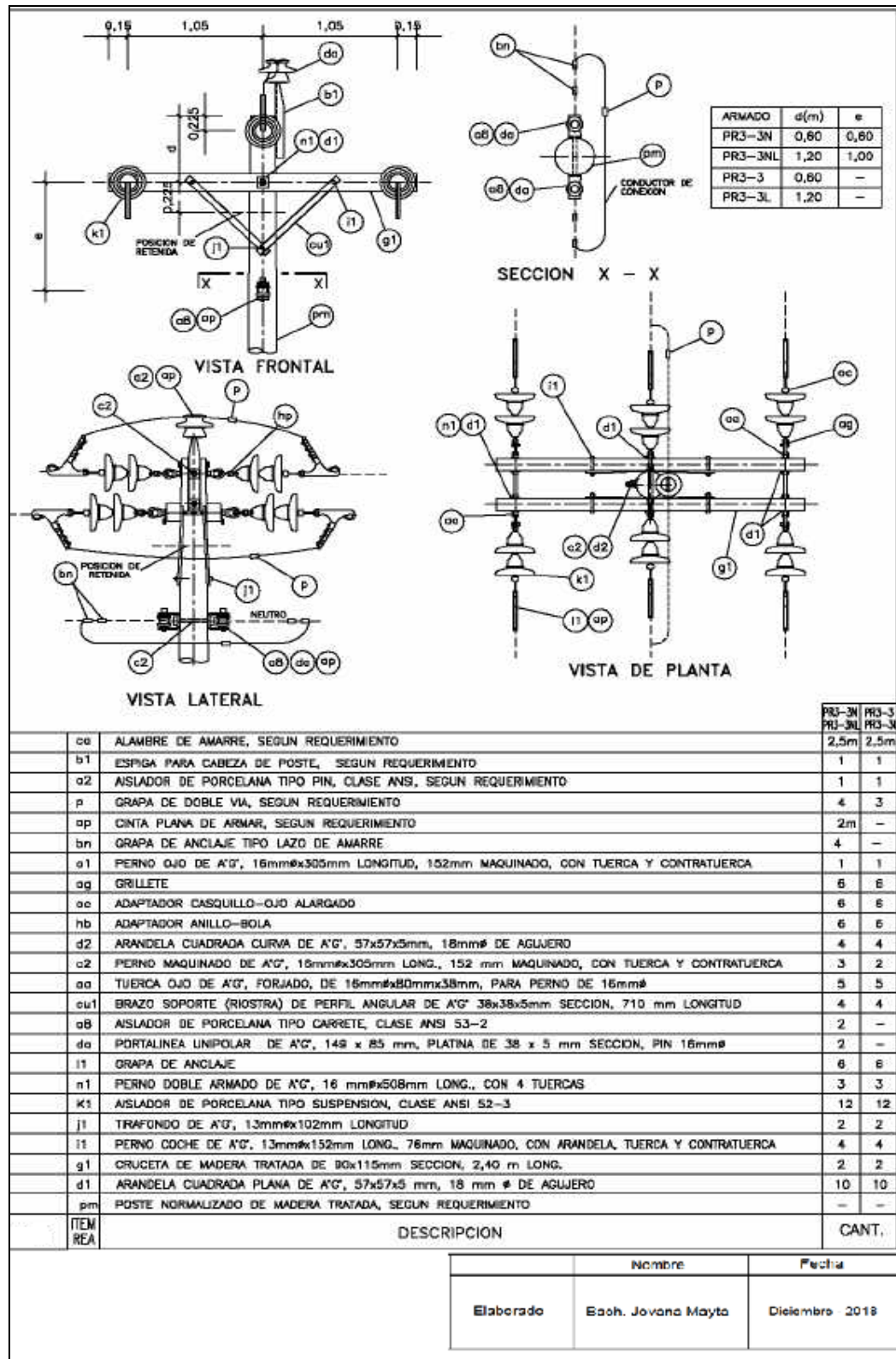
SAP. (s.f.). SAP. Historial de mantenimiento. Recuperado de https://help.sap.com/doc/saphelp_46c/4.6C/es-ES/3c/abbd87413911d1893d0000e8323c4f/content.htm?no_cache=true

ANEXOS

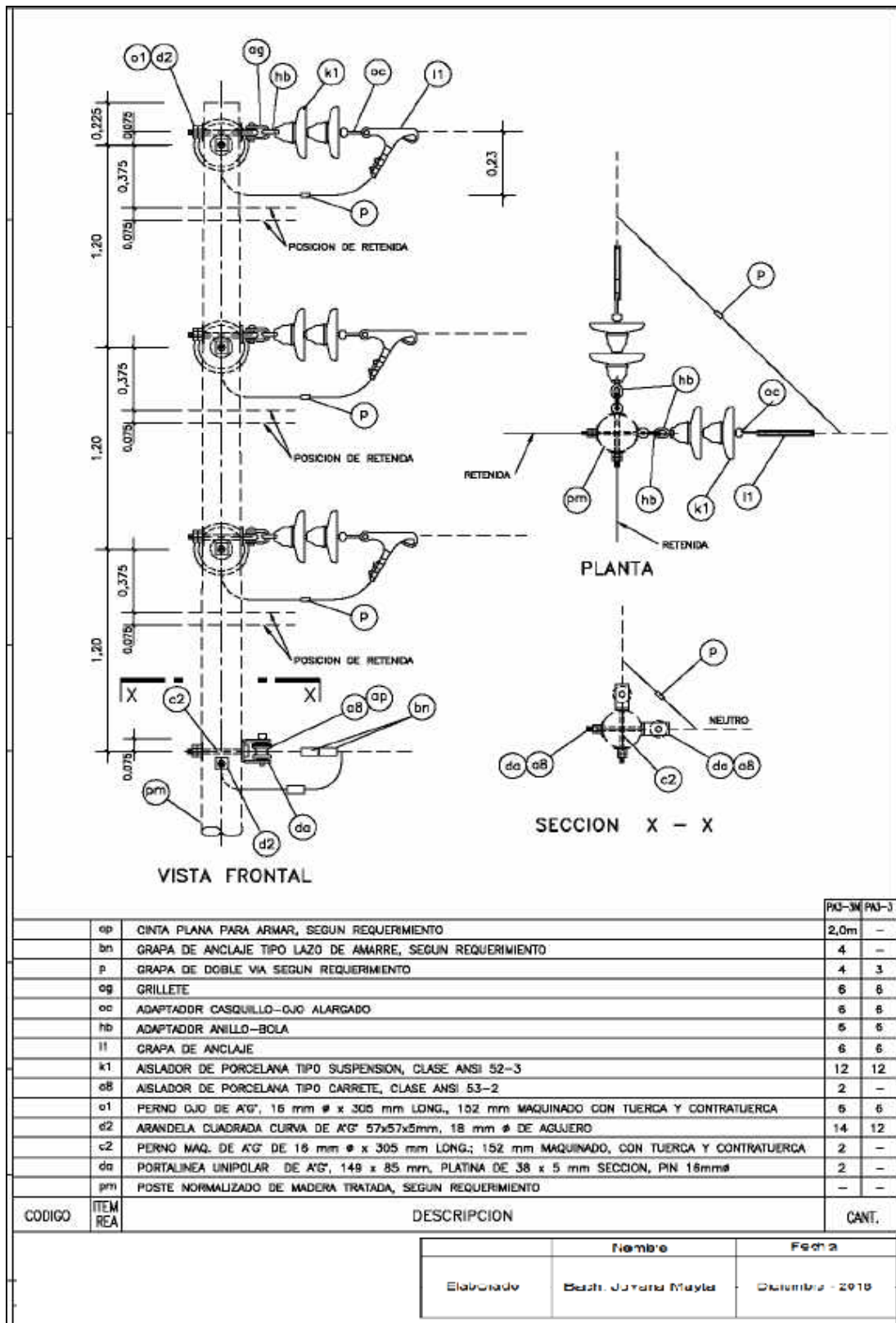
Anexo 1: Diagrama Unifilar de la L-6021



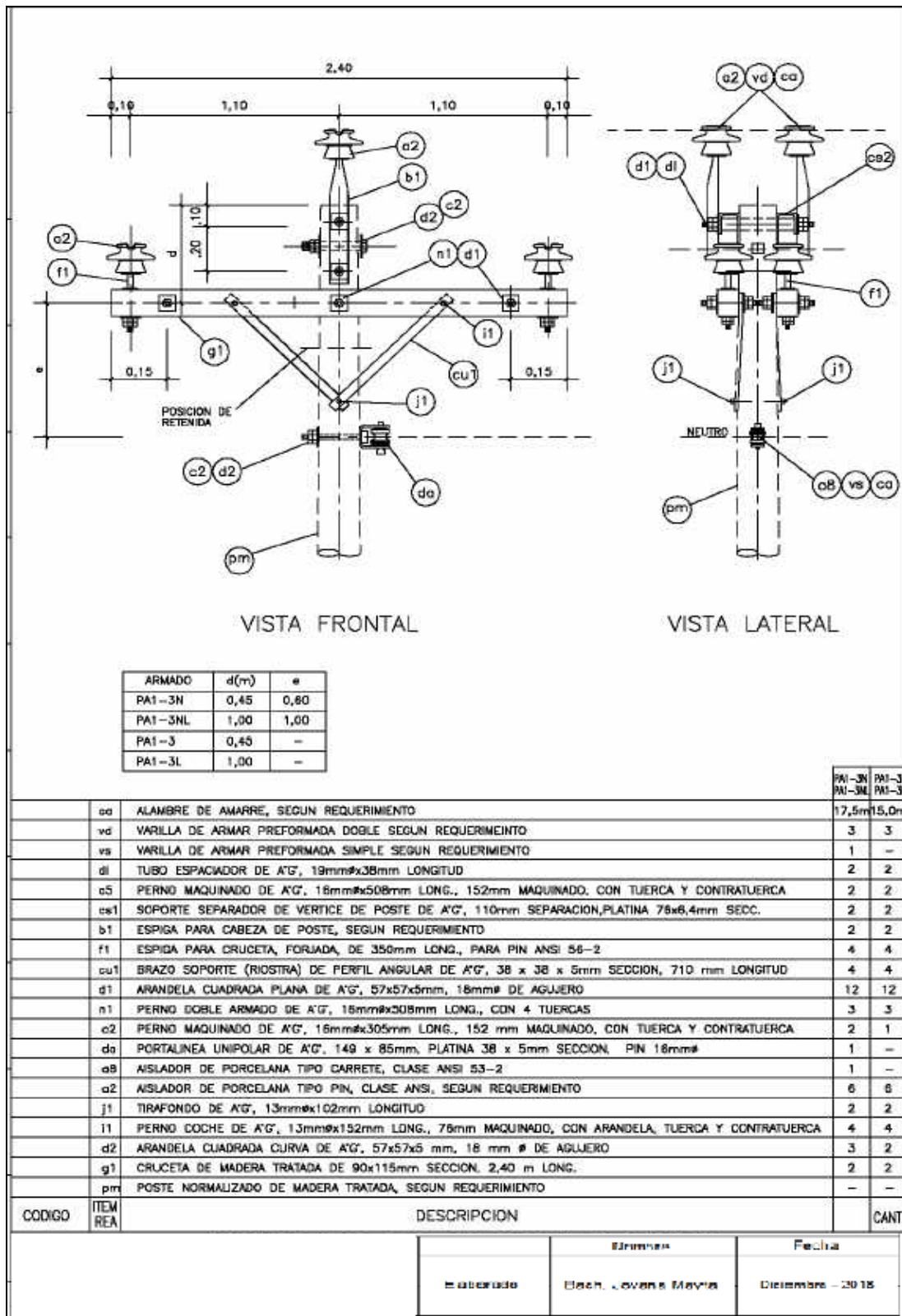
Anexo 2: Soporte de retención o anclaje



Anexo 3: Soporte de ángulo



Anexo 4: Soporte de alineación



Anexo 5: Planilla de estructuras

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-1	8350856	370454
L-6021	E-2	8350993	370398
L-6021	E-3	8351153	370334
L-6021	E-4	8351255	370290
L-6021	E-5	8351381	370241
L-6021	E-6	8351524	370183
L-6021	E-7	8351739	370147
L-6021	E-8	8351956	370112
L-6021	E-9	8352169	370111
L-6021	E-10	8352390	370044
L-6021	E-11	8352601	370010
L-6021	E-12	8352818	369976
L-6021	E-13	8353032	369944
L-6021	E-14	8353396	369884
L-6021	E-15	8353641	369848
L-6021	E-16	8353851	369811
L-6021	E-17	8354016	369704
L-6021	E-18	8354309	369505
L-6021	E-19	8354590	369319
L-6021	E-20	8354772	369198
L-6021	E-21	8354954	369073
L-6021	E-22	8355134	368953
L-6021	E-23	8355317	368833
L-6021	E-24	8355494	368713
L-6021	E-25	8355672	368585
L-6021	E-26	8355849	368480
L-6021	E-27	8356019	368364
L-6021	E-28	8356200	368244
L-6021	E-29	8356374	368126
L-6021	E-30	8356548	368016
L-6021	E-31	8356728	367889
L-6021	E-32	8356888	367780
L-6021	E-33	8357069	367664
L-6021	E-34	8357236	367552
L-6021	E-35	8357432	367418

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-36	8357617	367296
L-6021	E-37	8357798	367174
L-6021	E-38	8357981	367050
L-6021	E-39	8358159	366933
L-6021	E-40	8358340	366811
L-6021	E-41	8358521	366688
L-6021	E-42	8358705	366567
L-6021	E-43	8358888	366446
L-6021	E-44	8359307	366167
L-6021	E-45	8359554	366002
L-6021	E-46	8359722	365889
L-6021	E-47	8359867	365794
L-6021	E-48	8359920	365725
L-6021	E-49	8360258	365291
L-6021	E-50	8360386	365125
L-6021	E-51	8360524	364961
L-6021	E-52	8360660	364789
L-6021	E-53	8360795	364618
L-6021	E-54	8360934	364446
L-6021	E-55	8361068	364274
L-6021	E-56	8361203	364102
L-6021	E-57	8361342	363933
L-6021	E-58	8361476	363759
L-6021	E-59	8361612	363587
L-6021	E-60	8361752	363404
L-6021	E-61	8361986	363106
L-6021	E-62	8362238	362795
L-6021	E-63	8362367	362634
L-6021	E-64	8362470	362504
L-6021	E-65	8362573	362376
L-6021	E-66	8362741	362156
L-6021	E-67	8362969	361869
L-6021	E-68	8363163	361633
L-6021	E-69	8363350	361392
L-6021	E-70	8363463	361254
L-6021	E-71	8363577	361105
L-6021	E-72	8363710	360941
L-6021	E-73	8363844	360772
L-6021	E-74	8364087	360463

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-75	8364213	360306
L-6021	E-76	8364344	360136
L-6021	E-77	8364467	359979
L-6021	E-78	8364579	359838
L-6021	E-79	8364628	359784
L-6021	E-80	8364962	359363
L-6021	E-81	8365127	359147
L-6021	E-82	8365534	358638
L-6021	E-83	8365600	358554
L-6021	E-84	8365766	358336
L-6021	E-85	8365906	358166
L-6021	E-86	8366013	358033
L-6021	E-87	8366146	357854
L-6021	E-88	8366286	357684
L-6021	E-89	8366420	357523
L-6021	E-90	8366550	357347
L-6021	E-91	8366689	357176
L-6021	E-92	8366825	357005
L-6021	E-93	8366961	356833
L-6021	E-94	8367098	356663
L-6021	E-95	8367235	356490
L-6021	E-96	8367369	356317
L-6021	E-97	8367508	356145
L-6021	E-98	8367642	355976
L-6021	E-99	8367779	355803
L-6021	E-100	8367990	355535
L-6021	E-101	8368062	355446
L-6021	E-102	8368304	355135
L-6021	E-103	8368506	354891
L-6021	E-104	8368669	354658
L-6021	E-105	8368776	354540
L-6021	E-106	8368896	354392
L-6021	E-107	8368999	354260
L-6021	E-108	8369279	353903
L-6021	E-109	8369359	353804
L-6021	E-110	8369483	353650
L-6021	E-111	8369617	353479
L-6021	E-112	8369707	353366
L-6021	E-113	8369861	353174

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-114	8370077	353174
L-6021	E-115	8370302	353177
L-6021	E-116	8370524	353178
L-6021	E-117	8370734	353182
L-6021	E-118	8370952	353185
L-6021	E-119	8371171	353186
L-6021	E-120	8371391	353186
L-6021	E-121	8371609	353187
L-6021	E-122	8371817	353194
L-6021	E-123	8372035	353199
L-6021	E-124	8372257	353197
L-6021	E-125	8372478	353201
L-6021	E-126	8372695	353205
L-6021	E-127	8372913	353207
L-6021	E-128	8373138	353201
L-6021	E-129	8373356	353202
L-6021	E-130	8373569	353214
L-6021	E-131	8373789	353215
L-6021	E-132	8374006	353222
L-6021	E-133	8374242	353214
L-6021	E-134	8374439	353216
L-6021	E-135	8374671	353226
L-6021	E-136	8374916	353230
L-6021	E-137	8375273	353234
L-6021	E-138	8375451	353235
L-6021	E-139	8375908	353239
L-6021	E-140	8376213	353244
L-6021	E-141	8376429	353207
L-6021	E-142	8376597	353176
L-6021	E-143	8377010	353098
L-6021	E-144	8377212	353063
L-6021	E-145	8377436	353019
L-6021	E-146	8377642	352984
L-6021	E-147	8377859	352946
L-6021	E-148	8378095	352905
L-6021	E-149	8378288	352863
L-6021	E-150	8378507	352823
L-6021	E-151	8378722	352786
L-6021	E-152	8378935	352745

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-153	8379152	352704
L-6021	E-154	8379366	352672
L-6021	E-155	8379582	352629
L-6021	E-156	8379796	352589
L-6021	E-157	8379929	352565
L-6021	E-158	8380080	352537
L-6021	E-159	8380086	352529
L-6021	E-160	8380441	352473
L-6021	E-161	8380661	352430
L-6021	E-162	8380858	352397
L-6021	E-163	8381085	352351
L-6021	E-164	8381282	352314
L-6021	E-165	8381442	352288
L-6021	E-166	8381703	352240
L-6021	E-167	8381868	352209
L-6021	E-168	8382044	352436
L-6021	E-169	8382197	352633
L-6021	E-170	8382344	352816
L-6021	E-171	8382489	353005
L-6021	E-172	8382648	353203
L-6021	E-172A	8382707	353291
L-6021	E-173	8382781	353396
L-6021	E-174	8382934	353577
L-6021	E-175	8383250	353988
L-6021	E-176	8383304	354151
L-6021	E-177	8383464	354167
L-6021	E-178	8383618	354282
L-6021	E-179	8383731	354369
L-6021	E-180	8384009	354589
L-6021	E-181	8384402	354889
L-6021	E-182	8384660	355097
L-6021	E-183	8385019	355381
L-6021	E-184	8385206	355539
L-6021	E-185	8385396	355689
L-6021	E-186	8385612	355862
L-6021	E-187	8386163	356298
L-6021	E-188	8386160	356300
L-6021	E-189	8386306	356423
L-6021	E-190	8386394	356474

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-191	8386781	356707
L-6021	E-192	8386963	356804
L-6021	E-193	8387223	357349
L-6021	E-194	8387219	357422
L-6021	E-195	8387206	357645
L-6021	E-196	8387121	357869
L-6021	E-197	8387038	358090
L-6021	E-198	8386952	358319
L-6021	E-199	8386978	358534
L-6021	E-200	8387000	358737
L-6021	E-201	8387027	358978
L-6021	E-202	8387066	359332
L-6021	E-203	8387198	359691
L-6021	E-204	8387540	359923
L-6021	E-205	8387792	360092
L-6021	E-206	8387946	360196
L-6021	E-207	8388046	360215
L-6021	E-208	8388097	360224
L-6021	E-209	8388160	360237
L-6021	E-210	8388608	360303
L-6021	E-211	8388867	360302
L-6021	E-212	8389281	360302
L-6021	E-213	8389770	360325
L-6021	E-214	8390021	360337
L-6021	E-215	8390274	360349
L-6021	E-216	8390507	360359
L-6021	E-217	8390755	360371
L-6021	E-218	8391246	360403
L-6021	E-219	8391484	360610
L-6021	E-220	8391745	360830
L-6021	E-221	8391933	360990
L-6021	E-222	8392118	361150
L-6021	E-223	8392270	361276
L-6021	E-224	8392460	361443
L-6021	E-225	8392622	361585
L-6021	E-226	8392812	361749
L-6021	E-227	8393006	361908
L-6021	E-228	8393146	362031
L-6021	E-229	8393301	362173

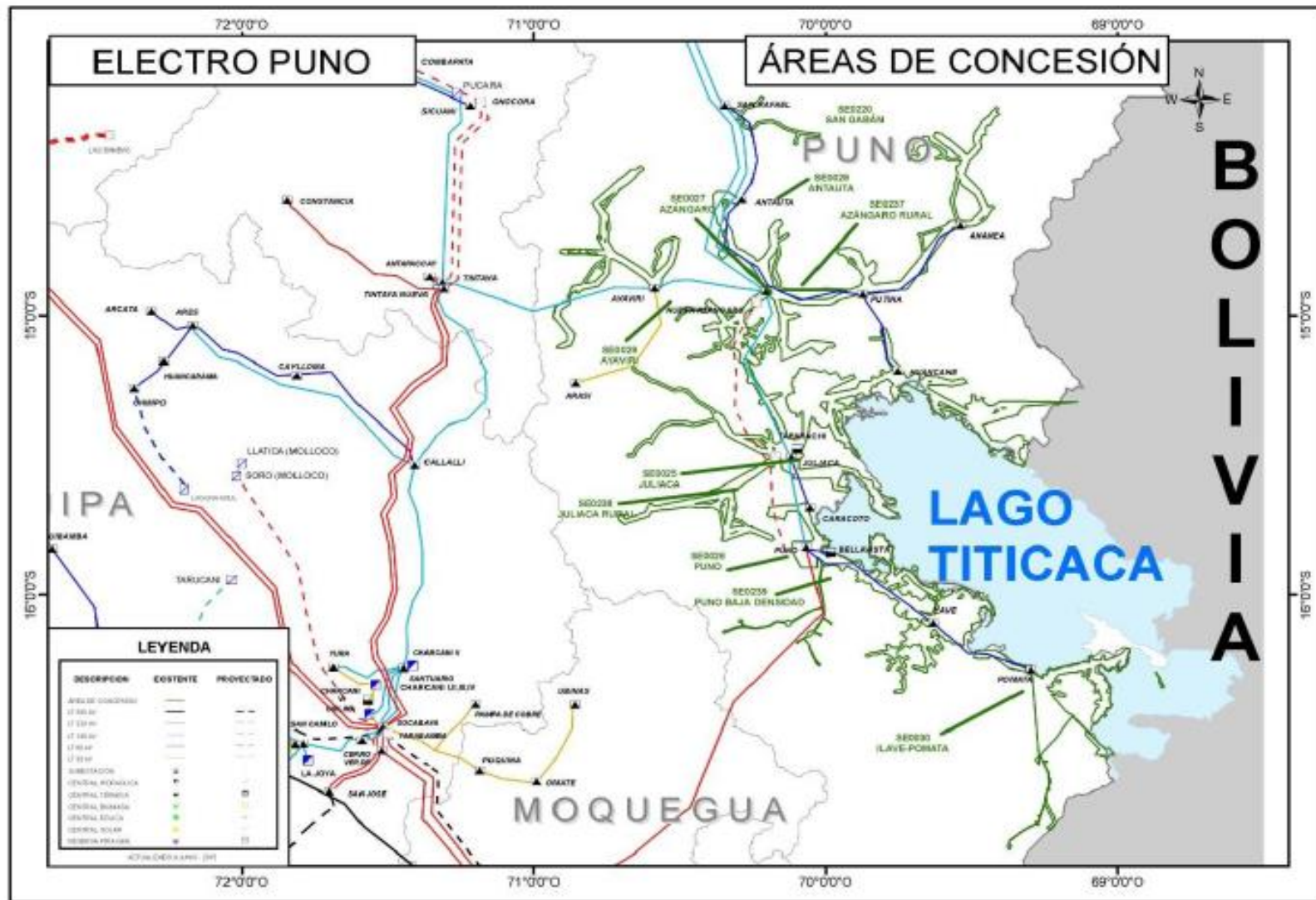
Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-230	8393446	362289
L-6021	E-231	8393591	362421
L-6021	E-232	8393855	362547
L-6021	E-233	8394010	362722
L-6021	E-234	8394242	362979
L-6021	E-235	8394364	363099
L-6021	E-236	8394614	363381
L-6021	E-237	8394940	363736
L-6021	E-238	8395220	364043
L-6021	E-239	8395380	364228
L-6021	E-240	8395482	364317
L-6021	E-241	8395724	364373
L-6021	E-242	8396014	364442
L-6021	E-243	8396262	364495
L-6021	E-244	8396482	364531
L-6021	E-245	8396873	364617
L-6021	E-246	8397448	364752
L-6021	E-247	8397668	364805
L-6021	E-248	8397902	364855
L-6021	E-249	8398034	364892
L-6021	E-250	8398270	364944
L-6021	E-251	8398592	365021
L-6021	E-252	8398822	365074
L-6021	E-253	8399038	365126
L-6021	E-254	8399212	365165
L-6021	E-255	8399404	365115
L-6021	E-256	8399486	365096
L-6021	E-257	8399647	365058
L-6021	E-258	8399770	365029
L-6021	E-259	8399895	365000
L-6021	E-260	8400101	364749
L-6021	E-261	8400408	364378
L-6021	E-262	8400614	364119
L-6021	E-263	8400716	363994
L-6021	E-264	8400922	363748
L-6021	E-265	8400966	363694
L-6021	E-266	8401062	363577
L-6021	E-267	8401197	363622
L-6021	E-268	8401593	363752

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-269	8401714	363791
L-6021	E-270	8401850	363836
L-6021	E-271	8402249	363966
L-6021	E-272	8402489	364045
L-6021	E-273	8402637	364093
L-6021	E-274	8402849	364247
L-6021	E-275	8403010	364365
L-6021	E-276	8403465	364696
L-6021	E-277	8403787	364683
L-6021	E-278	8403854	364604
L-6021	E-279	8404042	364374
L-6021	E-280	8404156	364234
L-6021	E-281	8404473	364068
L-6021	E-282	8404801	363897
L-6021	E-283	8405102	363750
L-6021	E-284	8405236	363670
L-6021	E-285	8405424	363573
L-6021	E-286	8405652	363453
L-6021	E-287	8405868	363341
L-6021	E-288	8406073	363234
L-6021	E-289	8406172	363182
L-6021	E-290	8406421	363059
L-6021	E-291	8406923	362811
L-6021	E-292	8407463	362640
L-6021	E-293	8407941	362782
L-6021	E-294	8408087	362826
L-6021	E-295	8408271	362838
L-6021	E-296	8408633	362861
L-6021	E-297	8408944	362882
L-6021	E-298	8409172	362987
L-6021	E-299	8409238	363017
L-6021	E-300	8409292	363042
L-6021	E-301	8409637	362982
L-6021	E-302	8409828	362948
L-6021	E-303	8410145	362891
L-6021	E-304	8410439	362838
L-6021	E-305	8410679	362795
L-6021	E-306	8410938	362748
L-6021	E-307	8411110	362717

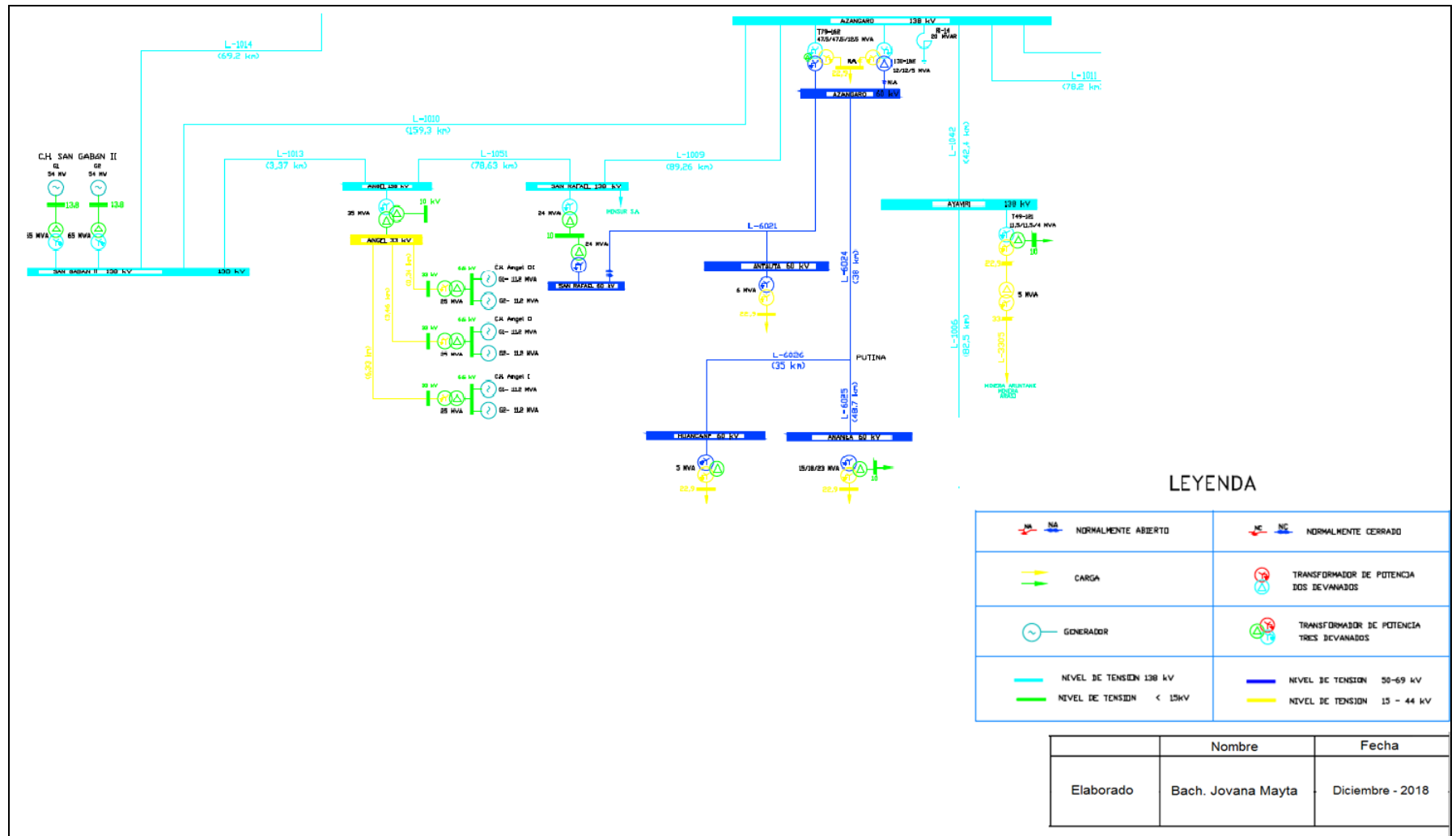
Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-307A	8411231	362696
L-6021	E-308	8411435	362659
L-6021	E-309	8411676	362623
L-6021	E-310	8411877	362580
L-6021	E-311	8412141	362487
L-6021	E-312	8412465	362373
L-6021	E-313	8412672	362300
L-6021	E-314	8412922	362211
L-6021	E-315	8413162	362133
L-6021	E-316	8413542	361999
L-6021	E-317	8413722	361928
L-6021	E-318	8413831	361890
L-6021	E-319	8414236	361747
L-6021	E-320	8414830	361537
L-6021	E-321	8415124	361433
L-6021	E-322	8415458	361316
L-6021	E-323	8415544	361291
L-6021	E-324	8416126	361079
L-6021	E-325	8416276	361027
L-6021	E-326	8416608	360909
L-6021	E-327	8416608	360909
L-6021	E-328	8416742	360862
L-6021	E-329	8417398	360630
L-6021	E-330	8417817	360313
L-6021	E-331	8417990	360180
L-6021	E-332	8418134	360070
L-6021	E-333	8418284	359955
L-6021	E-334	8418440	359837
L-6021	E-335	8418652	359676
L-6021	E-336	8418939	359457
L-6021	E-337	8419102	359341
L-6021	E-338	8419338	359153
L-6021	E-339	8419468	359055
L-6021	E-340	8419619	358940
L-6021	E-341	8419796	358805
L-6021	E-342	8419945	358745
L-6021	E-343	8420166	358656
L-6021	E-344	8420307	358601
L-6021	E-345	8420535	358508

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-346	8421062	358297
L-6021	E-347	8421301	358201
L-6021	E-348	8421434	358148
L-6021	E-349	8421585	358088
L-6021	E-350	8422044	357904
L-6021	E-351	8422211	357837
L-6021	E-352	8422335	357787
L-6021	E-353	8422537	357706
L-6021	E-354	8422740	357625
L-6021	E-355	8422944	357544
L-6021	E-356	8423146	357462
L-6021	E-357	8423349	357381
L-6021	E-358	8423552	357300
L-6021	E-359	8423712	357236
L-6021	E-360	8423927	357196
L-6021	E-361	8424142	357156
L-6021	E-362	8424359	357115
L-6021	E-363	8424668	357058
L-6021	E-364	8424883	357018
L-6021	E-365	8425098	356978
L-6021	E-366	8425311	356939
L-6021	E-367	8425489	356906
L-6021	E-368	8425699	356866
L-6021	E-369	8425842	356840
L-6021	E-370	8425933	356888
L-6021	E-371	8426248	357061
L-6021	E-371A	8426370	357191
L-6021	E-372	8426353	357328
L-6021	E-373	8426345	357344

Anexo 6: Área de concesión



Anexo 7: Diagrama unifilar del proceso de producción L-6021



Anexo 8: Plan de mantenimiento

1. Ubicación

- Ubicación geográfica:

La región Puno está ubicado en el altiplano entre los 3,812 y 5,500 msnm y entre la ceja de selva y la selva alta entre los 4,200 y 500 msnm

- Coordenadas UTM

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-1	8350856	370454
L-6021	E-2	8350993	370398
L-6021	E-3	8351153	370334
L-6021	E-4	8351255	370290
L-6021	E-5	8351381	370241
L-6021	E-6	8351524	370183
L-6021	E-7	8351739	370147
L-6021	E-8	8351956	370112
L-6021	E-9	8352169	370111
L-6021	E-10	8352390	370044
L-6021	E-11	8352601	370010
L-6021	E-12	8352818	369976
L-6021	E-13	8353032	369944
L-6021	E-14	8353396	369884
L-6021	E-15	8353641	369848
L-6021	E-16	8353851	369811
L-6021	E-17	8354016	369704
L-6021	E-18	8354309	369505
L-6021	E-19	8354590	369319
L-6021	E-20	8354772	369198
L-6021	E-21	8354954	369073
L-6021	E-22	8355134	368953
L-6021	E-23	8355317	368833
L-6021	E-24	8355494	368713
L-6021	E-25	8355672	368585
L-6021	E-26	8355849	368480
L-6021	E-27	8356019	368364
L-6021	E-28	8356200	368244

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-29	8356374	368126
L-6021	E-30	8356548	368016
L-6021	E-31	8356728	367889
L-6021	E-32	8356888	367780
L-6021	E-33	8357069	367664
L-6021	E-34	8357236	367552
L-6021	E-35	8357432	367418
L-6021	E-36	8357617	367296
L-6021	E-37	8357798	367174
L-6021	E-38	8357981	367050
L-6021	E-39	8358159	366933
L-6021	E-40	8358340	366811
L-6021	E-41	8358521	366688
L-6021	E-42	8358705	366567
L-6021	E-43	8358888	366446
L-6021	E-44	8359307	366167
L-6021	E-45	8359554	366002
L-6021	E-46	8359722	365889
L-6021	E-47	8359867	365794
L-6021	E-48	8359920	365725
L-6021	E-49	8360258	365291
L-6021	E-50	8360386	365125
L-6021	E-51	8360524	364961
L-6021	E-52	8360660	364789
L-6021	E-53	8360795	364618
L-6021	E-54	8360934	364446
L-6021	E-55	8361068	364274
L-6021	E-56	8361203	364102
L-6021	E-57	8361342	363933
L-6021	E-58	8361476	363759
L-6021	E-59	8361612	363587
L-6021	E-60	8361752	363404
L-6021	E-61	8361986	363106
L-6021	E-62	8362238	362795
L-6021	E-63	8362367	362634
L-6021	E-64	8362470	362504
L-6021	E-65	8362573	362376
L-6021	E-66	8362741	362156
L-6021	E-67	8362969	361869

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-68	8363163	361633
L-6021	E-69	8363350	361392
L-6021	E-70	8363463	361254
L-6021	E-71	8363577	361105
L-6021	E-72	8363710	360941
L-6021	E-73	8363844	360772
L-6021	E-74	8364087	360463
L-6021	E-75	8364213	360306
L-6021	E-76	8364344	360136
L-6021	E-77	8364467	359979
L-6021	E-78	8364579	359838
L-6021	E-79	8364628	359784
L-6021	E-80	8364962	359363
L-6021	E-81	8365127	359147
L-6021	E-82	8365534	358638
L-6021	E-83	8365600	358554
L-6021	E-84	8365766	358336
L-6021	E-85	8365906	358166
L-6021	E-86	8366013	358033
L-6021	E-87	8366146	357854
L-6021	E-88	8366286	357684
L-6021	E-89	8366420	357523
L-6021	E-90	8366550	357347
L-6021	E-91	8366689	357176
L-6021	E-92	8366825	357005
L-6021	E-93	8366961	356833
L-6021	E-94	8367098	356663
L-6021	E-95	8367235	356490
L-6021	E-96	8367369	356317
L-6021	E-97	8367508	356145
L-6021	E-98	8367642	355976
L-6021	E-99	8367779	355803
L-6021	E-100	8367990	355535
L-6021	E-101	8368062	355446
L-6021	E-102	8368304	355135
L-6021	E-103	8368506	354891
L-6021	E-104	8368669	354658
L-6021	E-105	8368776	354540
L-6021	E-106	8368896	354392

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-107	8368999	354260
L-6021	E-108	8369279	353903
L-6021	E-109	8369359	353804
L-6021	E-110	8369483	353650
L-6021	E-111	8369617	353479
L-6021	E-112	8369707	353366
L-6021	E-113	8369861	353174
L-6021	E-114	8370077	353174
L-6021	E-115	8370302	353177
L-6021	E-116	8370524	353178
L-6021	E-117	8370734	353182
L-6021	E-118	8370952	353185
L-6021	E-119	8371171	353186
L-6021	E-120	8371391	353186
L-6021	E-121	8371609	353187
L-6021	E-122	8371817	353194
L-6021	E-123	8372035	353199
L-6021	E-124	8372257	353197
L-6021	E-125	8372478	353201
L-6021	E-126	8372695	353205
L-6021	E-127	8372913	353207
L-6021	E-128	8373138	353201
L-6021	E-129	8373356	353202
L-6021	E-130	8373569	353214
L-6021	E-131	8373789	353215
L-6021	E-132	8374006	353222
L-6021	E-133	8374242	353214
L-6021	E-134	8374439	353216
L-6021	E-135	8374671	353226
L-6021	E-136	8374916	353230
L-6021	E-137	8375273	353234
L-6021	E-138	8375451	353235
L-6021	E-139	8375908	353239
L-6021	E-140	8376213	353244
L-6021	E-141	8376429	353207
L-6021	E-142	8376597	353176
L-6021	E-143	8377010	353098
L-6021	E-144	8377212	353063
L-6021	E-145	8377436	353019

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-146	8377642	352984
L-6021	E-147	8377859	352946
L-6021	E-148	8378095	352905
L-6021	E-149	8378288	352863
L-6021	E-150	8378507	352823
L-6021	E-151	8378722	352786
L-6021	E-152	8378935	352745
L-6021	E-153	8379152	352704
L-6021	E-154	8379366	352672
L-6021	E-155	8379582	352629
L-6021	E-156	8379796	352589
L-6021	E-157	8379929	352565
L-6021	E-158	8380080	352537
L-6021	E-159	8380086	352529
L-6021	E-160	8380441	352473
L-6021	E-161	8380661	352430
L-6021	E-162	8380858	352397
L-6021	E-163	8381085	352351
L-6021	E-164	8381282	352314
L-6021	E-165	8381442	352288
L-6021	E-166	8381703	352240
L-6021	E-167	8381868	352209
L-6021	E-168	8382044	352436
L-6021	E-169	8382197	352633
L-6021	E-170	8382344	352816
L-6021	E-171	8382489	353005
L-6021	E-172	8382648	353203
L-6021	E-172A	8382707	353291
L-6021	E-173	8382781	353396
L-6021	E-174	8382934	353577
L-6021	E-175	8383250	353988
L-6021	E-176	8383304	354151
L-6021	E-177	8383464	354167
L-6021	E-178	8383618	354282
L-6021	E-179	8383731	354369
L-6021	E-180	8384009	354589
L-6021	E-181	8384402	354889
L-6021	E-182	8384660	355097
L-6021	E-183	8385019	355381

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-184	8385206	355539
L-6021	E-185	8385396	355689
L-6021	E-186	8385612	355862
L-6021	E-187	8386163	356298
L-6021	E-188	8386160	356300
L-6021	E-189	8386306	356423
L-6021	E-190	8386394	356474
L-6021	E-191	8386781	356707
L-6021	E-192	8386963	356804
L-6021	E-193	8387223	357349
L-6021	E-194	8387219	357422
L-6021	E-195	8387206	357645
L-6021	E-196	8387121	357869
L-6021	E-197	8387038	358090
L-6021	E-198	8386952	358319
L-6021	E-199	8386978	358534
L-6021	E-200	8387000	358737
L-6021	E-201	8387027	358978
L-6021	E-202	8387066	359332
L-6021	E-203	8387198	359691
L-6021	E-204	8387540	359923
L-6021	E-205	8387792	360092
L-6021	E-206	8387946	360196
L-6021	E-207	8388046	360215
L-6021	E-208	8388097	360224
L-6021	E-209	8388160	360237
L-6021	E-210	8388608	360303
L-6021	E-211	8388867	360302
L-6021	E-212	8389281	360302
L-6021	E-213	8389770	360325
L-6021	E-214	8390021	360337
L-6021	E-215	8390274	360349
L-6021	E-216	8390507	360359
L-6021	E-217	8390755	360371
L-6021	E-218	8391246	360403
L-6021	E-219	8391484	360610
L-6021	E-220	8391745	360830
L-6021	E-221	8391933	360990
L-6021	E-222	8392118	361150

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-223	8392270	361276
L-6021	E-224	8392460	361443
L-6021	E-225	8392622	361585
L-6021	E-226	8392812	361749
L-6021	E-227	8393006	361908
L-6021	E-228	8393146	362031
L-6021	E-229	8393301	362173
L-6021	E-230	8393446	362289
L-6021	E-231	8393591	362421
L-6021	E-232	8393855	362547
L-6021	E-233	8394010	362722
L-6021	E-234	8394242	362979
L-6021	E-235	8394364	363099
L-6021	E-236	8394614	363381
L-6021	E-237	8394940	363736
L-6021	E-238	8395220	364043
L-6021	E-239	8395380	364228
L-6021	E-240	8395482	364317
L-6021	E-241	8395724	364373
L-6021	E-242	8396014	364442
L-6021	E-243	8396262	364495
L-6021	E-244	8396482	364531
L-6021	E-245	8396873	364617
L-6021	E-246	8397448	364752
L-6021	E-247	8397668	364805
L-6021	E-248	8397902	364855
L-6021	E-249	8398034	364892
L-6021	E-250	8398270	364944
L-6021	E-251	8398592	365021
L-6021	E-252	8398822	365074
L-6021	E-253	8399038	365126
L-6021	E-254	8399212	365165
L-6021	E-255	8399404	365115
L-6021	E-256	8399486	365096
L-6021	E-257	8399647	365058
L-6021	E-258	8399770	365029
L-6021	E-259	8399895	365000
L-6021	E-260	8400101	364749
L-6021	E-261	8400408	364378

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-262	8400614	364119
L-6021	E-263	8400716	363994
L-6021	E-264	8400922	363748
L-6021	E-265	8400966	363694
L-6021	E-266	8401062	363577
L-6021	E-267	8401197	363622
L-6021	E-268	8401593	363752
L-6021	E-269	8401714	363791
L-6021	E-270	8401850	363836
L-6021	E-271	8402249	363966
L-6021	E-272	8402489	364045
L-6021	E-273	8402637	364093
L-6021	E-274	8402849	364247
L-6021	E-275	8403010	364365
L-6021	E-276	8403465	364696
L-6021	E-277	8403787	364683
L-6021	E-278	8403854	364604
L-6021	E-279	8404042	364374
L-6021	E-280	8404156	364234
L-6021	E-281	8404473	364068
L-6021	E-282	8404801	363897
L-6021	E-283	8405102	363750
L-6021	E-284	8405236	363670
L-6021	E-285	8405424	363573
L-6021	E-286	8405652	363453
L-6021	E-287	8405868	363341
L-6021	E-288	8406073	363234
L-6021	E-289	8406172	363182
L-6021	E-290	8406421	363059
L-6021	E-291	8406923	362811
L-6021	E-292	8407463	362640
L-6021	E-293	8407941	362782
L-6021	E-294	8408087	362826
L-6021	E-295	8408271	362838
L-6021	E-296	8408633	362861
L-6021	E-297	8408944	362882
L-6021	E-298	8409172	362987
L-6021	E-299	8409238	363017
L-6021	E-300	8409292	363042

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-301	8409637	362982
L-6021	E-302	8409828	362948
L-6021	E-303	8410145	362891
L-6021	E-304	8410439	362838
L-6021	E-305	8410679	362795
L-6021	E-306	8410938	362748
L-6021	E-307	8411110	362717
L-6021	E-307A	8411231	362696
L-6021	E-308	8411435	362659
L-6021	E-309	8411676	362623
L-6021	E-310	8411877	362580
L-6021	E-311	8412141	362487
L-6021	E-312	8412465	362373
L-6021	E-313	8412672	362300
L-6021	E-314	8412922	362211
L-6021	E-315	8413162	362133
L-6021	E-316	8413542	361999
L-6021	E-317	8413722	361928
L-6021	E-318	8413831	361890
L-6021	E-319	8414236	361747
L-6021	E-320	8414830	361537
L-6021	E-321	8415124	361433
L-6021	E-322	8415458	361316
L-6021	E-323	8415544	361291
L-6021	E-324	8416126	361079
L-6021	E-325	8416276	361027
L-6021	E-326	8416608	360909
L-6021	E-327	8416608	360909
L-6021	E-328	8416742	360862
L-6021	E-329	8417398	360630
L-6021	E-330	8417817	360313
L-6021	E-331	8417990	360180
L-6021	E-332	8418134	360070
L-6021	E-333	8418284	359955
L-6021	E-334	8418440	359837
L-6021	E-335	8418652	359676
L-6021	E-336	8418939	359457
L-6021	E-337	8419102	359341
L-6021	E-338	8419338	359153

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-339	8419468	359055
L-6021	E-340	8419619	358940
L-6021	E-341	8419796	358805
L-6021	E-342	8419945	358745
L-6021	E-343	8420166	358656
L-6021	E-344	8420307	358601
L-6021	E-345	8420535	358508
L-6021	E-346	8421062	358297
L-6021	E-347	8421301	358201
L-6021	E-348	8421434	358148
L-6021	E-349	8421585	358088
L-6021	E-350	8422044	357904
L-6021	E-351	8422211	357837
L-6021	E-352	8422335	357787
L-6021	E-353	8422537	357706
L-6021	E-354	8422740	357625
L-6021	E-355	8422944	357544
L-6021	E-356	8423146	357462
L-6021	E-357	8423349	357381
L-6021	E-358	8423552	357300
L-6021	E-359	8423712	357236
L-6021	E-360	8423927	357196
L-6021	E-361	8424142	357156
L-6021	E-362	8424359	357115
L-6021	E-363	8424668	357058
L-6021	E-364	8424883	357018
L-6021	E-365	8425098	356978
L-6021	E-366	8425311	356939
L-6021	E-367	8425489	356906
L-6021	E-368	8425699	356866
L-6021	E-369	8425842	356840
L-6021	E-370	8425933	356888
L-6021	E-371	8426248	357061
L-6021	E-371A	8426370	357191
L-6021	E-372	8426353	357328
L-6021	E-373	8426345	357344

Tabla 1: Planilla de estructuras de los vanos de la línea L-6021 (Anexo 5)

Fuente: (Osinergrmin, s.f.)

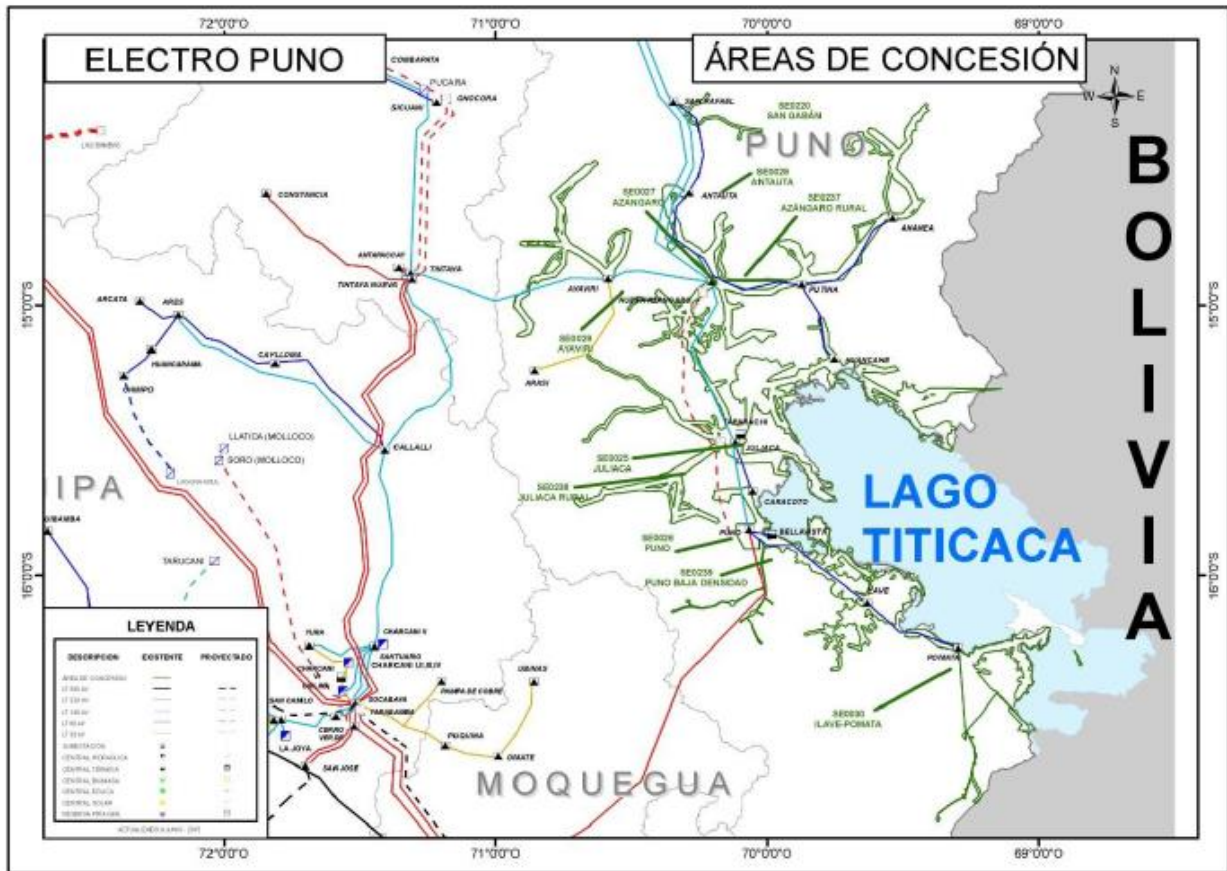


Figura 2. Área de concesión (Anexo 6)

Fuente: Osinergmin

2. Proceso de producción

La subestación Azángaro es alimentada desde la Central hidroeléctrica San Gabán II en 138 kV mediante la línea L-1010, la cual es transformada a 60 kV la cual va de S.E. Azángaro – San Rafael.

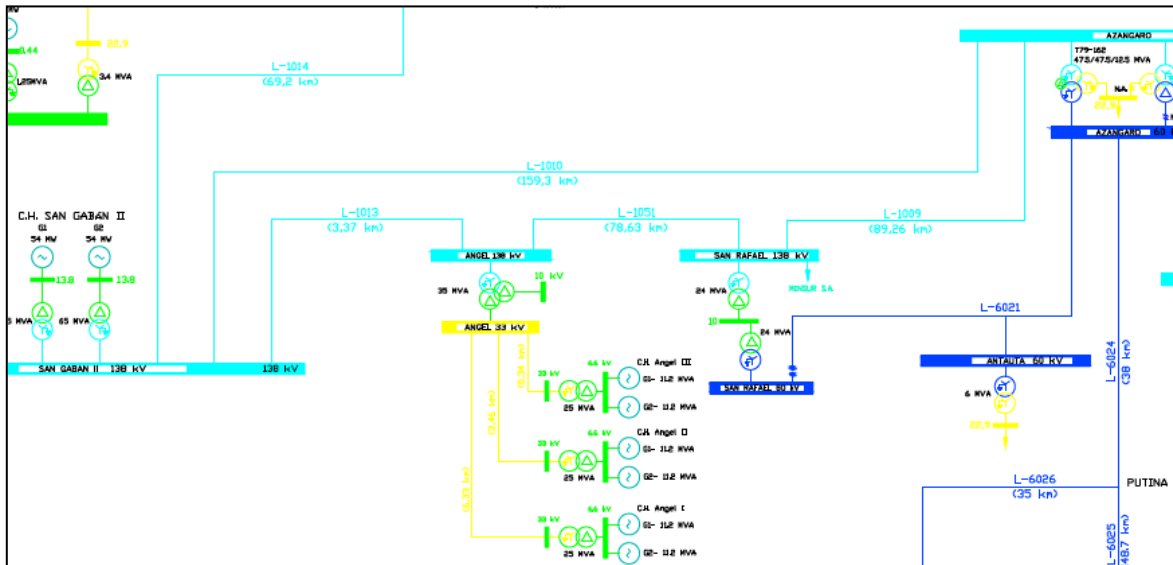


Figura 3. Diagrama unifilar del proceso de producción L-6021 (Anexo 7)

3. Mantenimiento para la línea de transmisión L-6021 S.E. Azángaro - S.E. San Rafael

a. Mantenimiento Preventivo:

Se harán trabajos de inspecciones ligeras y minuciosas así consolidad una lista de todos los elementos que compongan la línea para elaborar los programas de trabajo de acuerdo a las necesidades.

b. Mantenimiento Predictivo:

Se harán diversas mediciones a los elementos que componen la línea para ver el estado actual de las misma, la periodicidad para realizar estos trabajos se generara a partir las necesidades.

c. Mantenimiento Correctivo:

Este trabajo consistirá en reemplazar, reparar los elementos dañados de las líneas de transmisión.

3.1. Programa De Mantenimiento

El programa de mantenimiento estará planteado actividades que se van a iniciar a causa de las inspecciones ligeras y minuciosas que se desarrollen, ya que ahí se verá qué actividades son necesarias para evitar las fallas de la línea.

Para plantear las actividades será necesario hacer un contraste en lo que indica o recomiendan los fabricantes, la experiencia de los supervisores de campo y que va conjuntamente con los factores ambientales de la zona.

3.1.1. Mantenimiento preventivo sin corte de energía:

a. Inspección ligera:

Se realiza el recorrido visualizando todos los elementos de la línea: los aisladores, conductores, cables de guarda, base de la estructura y la estructura en sí, la actividad va acompañada del uso de un binocular ya que para realizar esta actividad no es necesario escalara ni contar con otro medio de ayuda, esta actividad se realiza veces al año.

b. Inspección minuciosa:

Para este tipo de inspección es necesario escalar la estructura, ya que es importante tener una visión cercana de todos los elementos que se encuentran suspendidos del suelo, como por ejemplo poder indicar que aisladores están rajados, rotos o quiñados.

Con lo cual se podrá solicitar cantidades exactas de repuestos, la actividad es realizada una vez al año.

c. Limpieza del área de las estructuras:

Esta actividad es básicamente necesario cuando la estructura está instalada en áreas de cultivo, ya que el agua y las hierbas pueden causar que la base de la estructura sea debilitada.

d. Mantenimiento de bases:

La base de las estructuras de madera necesitará ser evaluadas y catalogadas, de acuerdo al grado del daño que presenten se tendrá que usar preservantes para su conservación.

e. Revisión y cambio de sistema de puesta a tierra.

Esta actividad es muy necesaria ya que el correcto funcionamiento de la puesta a tierra es garantía del funcionamiento de la línea en casos de descargas atmosféricas, el objetivo obtener una medición menor de 20 ohmios, la actividad se realiza anualmente.

f. Rehabilitación de Accesos:

El mantenimiento de los caminos de acceso hacia las estructuras es muy importante ya que facilita la llegada (con vehículos o peatonal) del personal a los puntos a inspeccionar,

3.1.2. Mantenimiento Anual Programado con corte de energía

Algunas de las actividades son realizadas necesariamente sin energía, esto debido a la complejidad y riesgo del trabajo.

Estas actividades son:

- Cambio o reparación de conductores con hebras rotas.
- Cambio de un aislador o de la cadena la de aisladores.
- Reparación o cambio del cable de guarda por encontrarse con hebras rotas o corroídas.
- Ajuste de las grapas.
- Cambio o reparación de estructuras o crucetas.

4. Análisis de criticidad

El Tabla 4 presenta las principales causas de las interrupciones de la línea de transmisión en los últimos cuatro años.

Interrupciones	2014	2015	2016	2017
Fenómenos Naturales	37	39	39	30
Condiciones Ambientales				
Equipos, Materiales y accesorios	5	1	1	1
Error Humano	-	-		
Terceros				
Otras causas	4			
Hurto				
Externas				
	46	40	40	31

Tabla 2: Principales causas de interrupciones

Según lo que se puede apreciar en el Tabla 5, el total de fallas registrados en cada periodo sobrepasa las tolerancias establecidas para las líneas de transmisión de 60 kV.

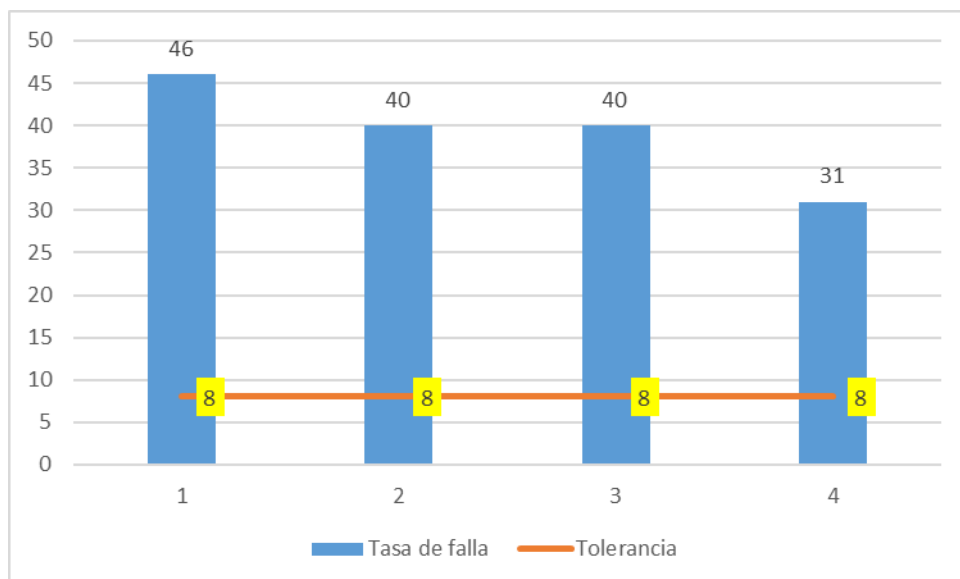


Tabla 3: Tolerancia

Tomando en cuenta las cantidades de interrupciones de los últimos años se elaboró la matriz de criticidad, identificando las principales causas de interrupciones que afectan el suministro eléctrico.

Frecuencia	Causas				
	Terceros	Error Humano	Condiciones Ambientales	Equipos, Materiales y accesorios	Fenómenos Naturales
5	M	M	A	A	A
4	M	M	A	A	A
3	B	M	M	A	A
2	B	B	M	M	A
1	B	B	B	M	A

B: Bajo, M: Medio, A: Alto

Tabla 4: Matiz de criticidad

En el Tabla se puede ver que a mayor frecuencia de fallas por fenómenos naturales la criticidad es alta para la línea de transmisión.

5. Equipos para mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento en líneas se requieren utilizar los siguientes equipos los cuales se detallan a continuación:

Equipos	Características Técnicas
Telurómetro de alta frecuencia	<ul style="list-style-type: none">- Medición de puesta a tierra de torres de transmisión de energía y mallas de subestaciones.- Minimiza el efecto del cable de guarda- Facilita la medición- Frecuencia de operación: 25 kHz- Alcance: 0 - 300 Ω- Compensación de la componente inductiva
Pértiga de fibra de vidrio	<ul style="list-style-type: none">- La pértiga telescópica con acoplamiento universal.- Fabricada de fibra de vidrio aislante- Diseñada para proporcionar protección contra descargas eléctricas, aislamiento térmico para evitar quemaduras o lesiones.
Revelador de tensión	<ul style="list-style-type: none">- Detector de alta tensión en alterna por proximidad.- Indicador sonoro (tono alto, timbre de energía alta) y un indicador visual (LEDs de alta luminosidad).- Diseñado para utilizar con pértigas de conexión, posee un selector de tensión y una posición de prueba de verificación del equipo.
Tierras temporarias equipotencial	<ul style="list-style-type: none">- Estos equipos poseen pinzas automáticas de ajuste a resorte- Fáciles de maniobrar.- La puesta en servicio y la posterior recuperación de este equipo puede ser realizada por un solo operario en muy corto tiempo.
Cámara termografía	<ul style="list-style-type: none">- Enfoque manual avanzado- Sistema de LaserSharp- Zoom digital x2, x4- Luz visible- selección de porcentaje predefinida
Dinamómetro	<ul style="list-style-type: none">- Lectura de la medición en tiempo real- Lectura de la medición en tiempo real y el pico máximo.- Lectura de la medición en tiempo real y media de varias lecturas realizadas en el mismo cable (recomendadas un mínimo de 3 mediciones).

Equipos de Protección Personal	Características Técnicas
Arnés de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> - 100% poliéster de alta resistencia - Argolla D dorsal en la espalda - Argolla frontal - Talla M/L - Sistema de ajuste al torso cinco puntos - Porta gancho incorporado
Línea de vida	<ul style="list-style-type: none"> - Hecho de poliéster de alta tenacidad - Cuenta con un gancho chico ¾" - Gancho grande 2 ¼" - Resiste peso de hasta 140 kg
Guantes dieléctricos	<ul style="list-style-type: none"> - Material látex natural - Guantes aislantes de clase 2,3,4 - Categoría RC (resistencia a ácidos, aceite, ozono y muy bajas temperaturas)
Zapatos dieléctricos	<ul style="list-style-type: none"> - Cuero de ganado vacuno - Casquillo de policarbonato - Suela de tetrapolímeros
Casco	<ul style="list-style-type: none"> - Resistente al impacto - Aislamiento de hasta 440 v - Resistencia a la deformación - Resistencia a las salpicaduras de metal fundido
Traje contra relámpago de arco	<ul style="list-style-type: none"> - 25 cal/cm² - Peso 1.25 kg

6. Repuestos – MTBF

Tasa de Falla y Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)

Línea	Tensión (kV)	Zona Geográfica	TFL	INDISL [horas]
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	≥60≤72,5	Sierra	31.00	18.34

Tabla 5: Característica de la L-6021

Fuente: (Osinerghmin, s.f.)

$$MTBF = \frac{TT - NOT}{F} \dots\dots\dots(11)$$

Donde

F: representa el número de fallas,

TT: el tiempo total y

NOT: el tiempo no operacional.

$$MTBF = \frac{(24 * 365) - 18.34}{31} = 282 \frac{\text{Unidad * Año}}{\text{falla}} \dots\dots\dots(12)$$

El valor 282 unidad-año por falla representa el tiempo medio de servicio entre fallas que se espera para la línea durante sus años de servicio.

La cantidad de repuestos necesarios para el tipo de falla más frecuente son los siguientes:

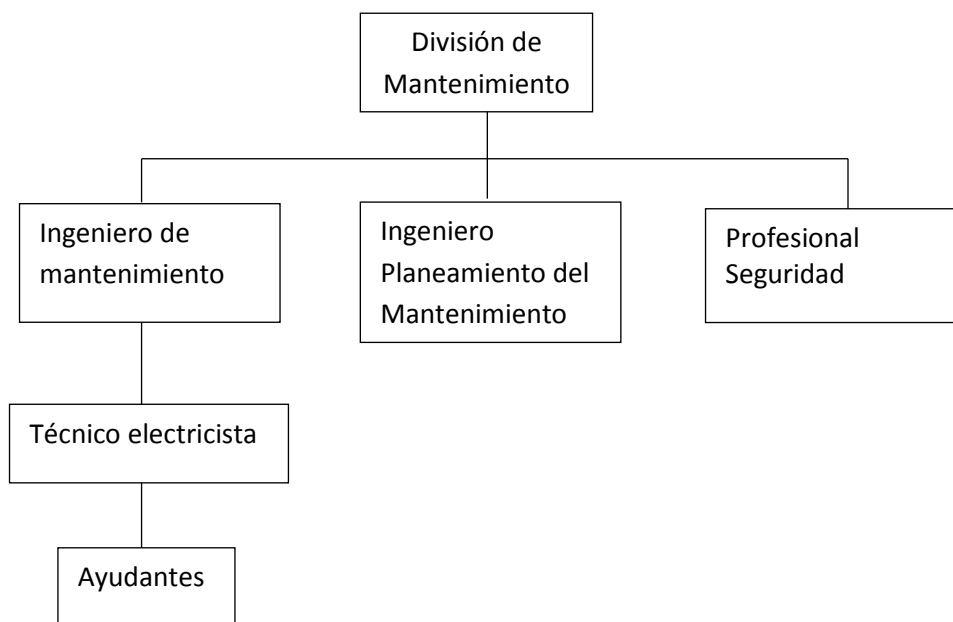
Elementos			N° de juegos	cantidad según cronograma	Adicional del 15%	Total
Retenidas	Descripción de recursos	Unidad	un juego	100	15	115
	Cable de acero de AG	m				
	Bloque de concreto armado	und				
	Varilla de anclaje F.G.	und				
	Arandela cuadrada	und				
	Varilla preformada de retenida para cable	und				
Crucetas	Cruceta de perfil angular superior de FG de 102x102x10mmx2.70m	und	un juego	200	30	230
	Cruceta de perfil angular inferior de FG de 102x102x10mmx3m	und				
	Riostra perfil angular de FG 50.8x50.8x6.4x1.20m	und				
	Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx356mm	und				
	Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx50.8mm	und				
	Arandela cuadrada plana	und				
	Arandela cuadrada curva	und				
	Arandela de presión tipo pesada	und				
	Perno ojo F.G.	und				
Instalación de puesta a tierra	Grapa tipo Upara poste de madera	und	un juego	150	23	173
	Tierra negra de cultivo	und				
	Cemento conductivo 25kg	bol				

Elementos			N° de juegos	cantidad según cronograma	Adicional del 15%	Total
	Listón de madera tratada	und				
	Conector de cobre tipo perno partido	und				
	Conductor de cobre desnudo 25mm ²	und				
	Varilla de cobre 16mmx2.4mm	und				
	Juego de soldadura exotérmica	und				
	Plancha de cobre tipo J	und				
	Conector Bimetálico	und				
	Agua	m ³				
	Tubo de PVC	und				

Fuente: Elaboración Propia

7. Organigrama y personal

Organigrama del departamento de mantenimiento



Organigrama del personal de mantenimiento Línea de transmisión

Fuente: Elaboración propia

a. Ingeniero de Mantenimiento.

Profesión: Ingeniero Electricista o Ingeniero Electromecánico colegiado de tiempo completo.

Experiencia: Cinco años como mínimo de experiencia en Mantenimiento

Funciones:

- Controlar a detalle de los trabajos asignados y responder por los materiales, herramientas y recursos.
- Realizar el cronograma de actividades diarias.
- Coordinada las actividades
- Augurarse que se conozca y se realice las actividades según el procedimiento de trabajo.
- Plantear mejoras para los procedimientos de trabajo
- Asegurar la calidad de los trabajos a realizar
- Asegurar la realización de las normas de seguridad para cada trabajo y el uso de los equipos de seguridad del personal.
- Responder por el desarrollo de todos trabajos.
- Garantizar que se cumpla la programación de actividades semanales.

b. Ingeniero de planeamiento de mantenimiento.

Profesión: Ingeniero Electricista o Electromecánico colegiado

Experiencia: Cinco años como mínimo, trabajando en gestión de mantenimiento de Redes eléctricas desarrollándose como planer y/o supervisor.

Función.

- Elaborar las actividades de mantenimiento diario.
- Asegurar que los materiales solicitados las órdenes de trabajo solicitadas.

- Solicitar y hacer entrega a tiempo los materiales para el trabajo
- Crear las órdenes de trabajo.
- Hacer entrega de las ordenes de trabajo al personal que lo va ejecutar.
- Coordinar con el responsable para la entrega de materiales.
- Realizar levantamiento de campo.
- Analizar y establecer los planes de trabajo.

c. Profesional HSE.

Profesional que certifiquen dos años de experiencia en Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y de Proceso y Medio Ambiente (HSE), experiencia específica asociadas al mantenimiento de redes eléctricas de alta tensión con funciones de HSE.

Funciones:

- Hacer de conocimiento a los trabajadores, las políticas, objetivos y metas HSE de la Empresa, y los objetivos HSE.
- Asegurar el cumplimiento de las normas legal en salud ocupacional, medio ambiente y seguridad.
- Diseñar el Plan de HSE para los trabajos a realizar.
- Programar actividades de capacitaciones, visitas de campo, etc.
- Investigar incidentes, accidentes que se produzcan en el trabajo, y hacer seguimiento a la implementación de las acciones que se deriven de la investigación de las fallas de control e incidentes.
- Realizar programas preventivos de Salud e Higiene y estrategias HSE.
- Programar los exámenes médicos de los trabajadores.

- Realizar los Informes mensuales y anuales, y todos los requeridos por la empresa.
- Participar en las reuniones mensual HSE.
- Asegurar el correcto funcionamiento del Comité de Salud Ocupacional de la empresa.
- Hacer las inducciones de los peligros y aspectos específicos asociados a las actividades a realizar.

d. Técnico Electricista

Profesión: Técnico electricista o electromecánico con título.

Experiencia: Certificar cinco años como mínimo en Mantenimiento y/o construcción de sistemas eléctricas aéreas.

Certificar conocimiento en lectura de diagramas unifilares, conocimiento y análisis de maniobras en circuitos eléctricos de alta, media tensión.

Funciones:

- Realizar las actividades diarias programadas y apoyar al técnico electricistas.
- Garantizar que los trabajos realizados cumplan con las exigencias propuestas.
- Asistir al Ingeniero Residente en las labores programadas.
- Proveer información para asegurar el mantenimiento según lo planteado en el cronograma de actividades.
- Cumplir con el tiempo programado de las maniobras. (PACÍFICO, 2015)

e. Ayudantes

Profesión: Técnico Electricista titulado

Experiencia: Certificar mínimo un año de experiencia en mantenimiento de redes eléctricas. (PACÍFICO, 2015)

8. Codificación de partes

Según (DGE N. , 2003) las codificaciones de las partes de las líneas de transmisión deberán presentar las siguientes características.

- Las señalizaciones son fabricadas de plancha de acero de 0.6 mm.
- Serán pintarán de color negro con fondo amarillo.
- Cuando se trate de poste de madera la señalización será fijada con tornillo.



SIGNIFICADO DE LA SEÑAL	SÍMBOLO	SEÑAL DE SEGURIDAD
ATENCIÓN RIESGO ELÉCTRICO O PELIGRO DE MUERTE ALTO VOLTAJE		

Figura 6: Señalización de advertencia

Fuente: (399.010-1-2004, 2004)

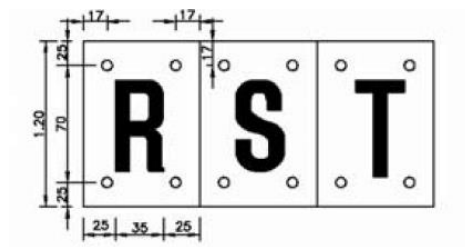


Figura 7: Placa para secuencia de fases en línea trifásicas

Fuente: (DGE N. , 2003)

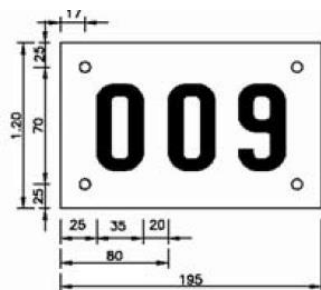


Figura 8: Placa para numeracion de estructura

Fuente: (DGE N. , 2003)

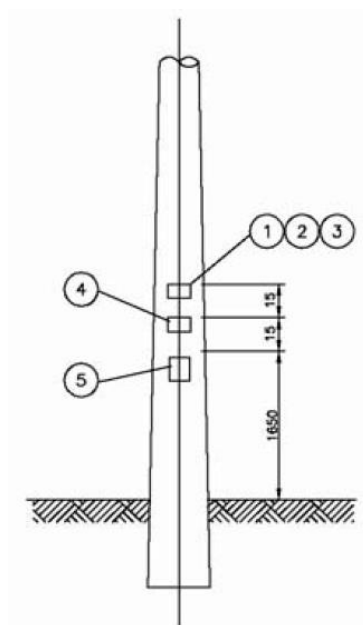


Figura 9: Ubicación de la señales en el poste

Fuente: (DGE N. , 2003)

	- Puesta a Tierra y a Estructuras, Equipotencialidad
	<p>Tierra, símbolo general</p> <p>Puede darse la información suplementaria para definir el estado o el propósito de la tierra si esto no está prontamente claro</p>

Figura 10: Simbolo de puesta a tierra

Fuente: (DGE)

Planilla de estructuras:

Código de línea	Código de estructura	UTM_Norte	UTM_Este
L-6021	E-1	8350856	370454
L-6021	E-2	8350993	370398
L-6021	E-3	8351153	370334
L-6021	E-4	8351255	370290
L-6021	E-5	8351381	370241
L-6021	E-6	8351524	370183
L-6021	E-7	8351739	370147
L-6021	E-8	8351956	370112
L-6021	E-9	8352169	370111
L-6021	E-10	8352390	370044
L-6021	E-11	8352601	370010
L-6021	E-12	8352818	369976
L-6021	E-13	8353032	369944
L-6021	E-14	8353396	369884
L-6021	E-15	8353641	369848
L-6021	E-16	8353851	369811
L-6021	E-17	8354016	369704
L-6021	E-18	8354309	369505
L-6021	E-19	8354590	369319
L-6021	E-20	8354772	369198
L-6021	E-21	8354954	369073
L-6021	E-22	8355134	368953
L-6021	E-23	8355317	368833
L-6021	E-24	8355494	368713
L-6021	E-25	8355672	368585
L-6021	E-26	8355849	368480
L-6021	E-27	8356019	368364
L-6021	E-28	8356200	368244
L-6021	E-29	8356374	368126
L-6021	E-30	8356548	368016

9. Cartilla de mantenimiento

La cartilla de mantenimiento presenta las principales actividades que se realizan de acuerdo al tipo de mantenimiento que sea necesario realizar.

CARTILLA DE MANTENIMIENTO			N° 01
Medición de puesta a tierra			
Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Ubicación	
Electrodo de puesta a tierra			
Material		Pulgadas	
Longitud		Tipo	
Conductor de puesta a tierra			
Sección		Color del aislamiento	
Medición		Ω	
Equipo			
Marca		Tipo	
Modelo		Rango	
Serie		Frecuencia	
Calibración			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

CARTILLA DE MANTENIMIENTO					N° 02
Inspección de termografía					
Código de Línea			Fecha		
N° Estructura			Vano		
Temperatura	R		Emisividad	R	
	S			S	
	T			T	
Equipo					
Marca			Exactitud		
Modelo			Calibración		
Serie					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

CARTILLA DE MANTENIMIENTO			N° 03
Inspecciones ligeras			
Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Vano	
Elementos de LT			
	Condiciones y/o estado		
Conductor			
Aisladores			
Estructura			
Fundación o base			
Poso a tierra			
Servidumbre			
Cable de guarda			
Equipo y /o herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

CARTILLA DE MANTENIMIENTO			N° 04
Inspecciones minuciosas			
Código de Línea		Fecha	
N° Estructura		Vano	
Elementos de LT			
	Condiciones y/o estado		
Aisladores			
Pernos			
Perfiles			
Crucetas			
Herrajes			
Equipo y /o herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

CARTILLA DE MANTENIMIENTO					N° 05	
Mantenimiento de señalización de estructuras						
Datos de la línea de transmisión						
Código			Fecha			
Nivel de tensión			Vano			
Tipo de estructura						
Estado de conservación	Bueno		Regular		Deficiente	
Tipo de letrero						
Equipo y /o herramientas						
Observaciones						
Responsable						
Nombre						
CIP						

CARTILLA DE MANTENIMIENTO			N° 06														
Medición de la distancia mínima de seguridad																	
Código de Línea		Fecha															
N° Estructura		Vano															
Tipo de estructura		Nivel de tensión															
Tipo de conductor		N° de ternas															
Medición																	
<p>Tabla 219 Anchos mínimos de fajas de servidumbres</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión nominal de la línea (kV)</th> <th>Ancho (m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10 – 15</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>20 – 36</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>50 – 70</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>115 – 145</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>64</td> </tr> </tbody> </table>		Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)	10 – 15	6	20 – 36	11	50 – 70	16	115 – 145	20	220	25	500	64		
Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)																
10 – 15	6																
20 – 36	11																
50 – 70	16																
115 – 145	20																
220	25																
500	64																
Equipo																	
Observaciones																	
Responsable																	
Nombre																	
CIP																	

CARTILLA DE MANTENIMIENTO					N° 07
Instalación o retiro de crucetas					
Datos de la línea de transmisión					
Código de la línea		Fecha			
Nivel de tensión		Vano			
Número de la estructura					
Tipo de armado	PS	PRH	HTE	AT	RGV
Estado de conservación	Bueno		Regular		Deficiente
Tipo de material:					
Equipo y /o herramientas					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

CARTILLA DE MANTENIMIENTO			N° 08
Cambio de retenidas			
Datos de la línea de transmisión			
Código		Fecha	
Nivel de tensión		Vano	
Numero de estructura			
Tipo de suelo			
Tipo de ancla	Cerrada	Expandida	
Tipo de retenida			
Equipo y materiales y herramientas			
Observaciones			
Responsable			
Nombre			
CIP			

CARTILLA DE MANTENIMIENTO				N° 09	
Reforzamiento de bases de postes de madera					
Datos de la línea de transmisión					
Código		Fecha			
Nivel de tensión		Vano			
Numero de estructura					
Tipo de estructura					
Estado de conservación	Bueno		Regular		Deficiente
Tipo de estructura					
Tipo de tratamiento					
Equipo, materiales y herramientas					
Observaciones					
Responsable					
Nombre					
CIP					

10. Historial de mantenimiento

En el siguiente Tabla se aprecia las escasas programaciones de mantenimiento para la línea L-6021 S.E. Azángaro – S.E. San Rafael.

Código de Línea de Empresa	Tensión	Zona Geográfica	Fecha de Registro	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Duración (Horas)	Tipo Int.	Tip. Causa
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	22/11/2015 16:47	22/11/2015 05:50	22/11/2015 08:37	2.78	Programada	Mantenimiento preventivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	14/11/2015 20:10	13/11/2015 08:10	13/11/2015 19:20	11.17	Programada	Mantenimiento preventivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	27/09/2015 19:56	27/09/2015 08:33	27/09/2015 18:25	9.87	Programada	Mantenimiento correctivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	31/05/2017 17:17	31/05/2017 07:08	31/05/2017 16:34	9.43	Programada	Mantenimiento correctivo
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	Sierra	28/04/2017 15:49	28/04/2017 07:00	28/04/2017 08:44	1.73	Programada	Mantenimiento preventivo

Tabla 8: Historial de mantenimiento

Cronograma de actividades

Ítem	Actividades	Código	Cantidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	Inspecciones ligeras	3	376												
2	Inspecciones minuciosas	4	200												
3	Inspección de termografía de las líneas de transmisión	2	200												
4	Medición de puesta a tierra	1	200												
5	Medición de la distancia mínima de seguridad	6	376												
6	Inspección de la faja de servidumbre	6	376												
7	Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre	6	376												
8	Poda de arboles	6	376												
9	Mantenimiento de puesta a tierra	1	180												
10	Mantenimiento de señalización de estructuras	5	150												
11	Reforzamiento de bases de postes de madera	9	200												
12	Instalación, cambio o retiro de crucetas	7	200												
13	Instalación de puesta a tierra	1	150												
14	Cambio de retenidas	8	100												

Análisis de precios unitarios

Inspección ligera					
Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día			30.60	
	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Mano de obra	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Capataz	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
					14.89
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					15.71

Inspección minuciosa					
Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	42.45	
	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Mano de obra	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Capataz	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Peon	hh	1	1.0667	9.63	10.27
					25.16
Materiales					
Materiales varios	%mo		5.0000	31.58	1.58
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					15.71

Mantenimiento de puesta a tierra

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día			350.15	
	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Mano de obra	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Capataz	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Operario	hh	2	1.0667	9.63	10.27
Peon					25.16
Materiales					
Grapas tipo U para poste de madera	Und		10.0000	0.2	2.00
tierra negra de cultivo	m3		2.0000	10	20.00
Cemento conductivo 25kg	bol		2.0000	76.27	152.54
Agua	m3		2.0000	0.5	1.00
Tubo de PVC 4"x3m	Und		1.0000	0.8	0.80
					176.34
Subpartidas					
Tratamiento de 01 puesta a tierra	Und		1.0000	84.7	84.70
Transporte de materiales del PAT	Und		1.0000	63.67	63.67
Excavación de hoyo, tierra normal	Und		0.3000	92.23	0.28
					148.65

Poda de arboles

Descripción de recursos			Costo Unitario
Rendimiento	und/Día		905.9534
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Precio S/
Prof. Responsable	hh	1	
Jefe de grupo	hh	1	
Operario	hh	2	
Ayudante	hh	6	
Materiales			905.9534
Materiales varios	%mo		
Equipos			
Herramientas manuales	%mo		
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	

Medición de puesta a tierra

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	53.94	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Capataz	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Operario	hh	1	0.5333	13.48	7.19
Oficial	hh	1	0.5333	12.04	6.42
Peón	hh	2	1.0667	9.63	10.27
					31.58
Materiales					
Materiales varios	%mo		5.0000	31.58	1.58
Equipos					
Megometro	hm	1	0.5333	5	2.67
Telurometro	hm	1	0.5333	4.5	2.40
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
					20.78

Mantenimiento de señalización de estructuras

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 25.000	EQ. 25.000	66.93	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Capataz	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Oficial	hh	1	0.3200	12.04	3.85
Peón	hh	1	0.6400	9.63	6.16
					17.72
Materiales					
Plancha metálica, incluye accesorio de fijación	Und		3.0000	11	33.00
Materiales varios	%m		5.0000	10.01	0.50
					33.50
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13

15.71

Inspección de termografía de las líneas de transmisión

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO. 15.000	EQ. 15.000	36.24	
				Precio	Parcial
Mano de obra	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Supervisor	hh	1	0.5333	14.44	7.70
Técnico de termografía	hh	1	0.6400	12.04	7.71
					15.41
Equipos					
Herramientas manuales	%mo		5.0000	31.58	1.58
Camioneta Pick Up doble cabina 4x4	hm	1	0.5333	26.5	14.13
Cámara Termografía	hm	1	0.6400	8	5.12
					20.83

Armado Tipo PS

Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	1163.94	
				Precio	Parcial
Descripción de recursos	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	S/	S/
Materiales					
Cruceta de perfil angular superior de FG de 102x102x10mmx2.70m	und		1.0000	254	254.00
Cruceta de perfil angular inferior de FG de 102x102x10mmx3m	und		1.0000	271	271.00
Riostra perfil angular de FG 50.8x50.8x6.4x1.20m	und		4.0000	110	440.00
Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx356mm			4.0000	12	48.00
Perno maquinado FoGo 16 mm DIAMx50.8mm			4.0000	2.8	11.20
Arandela cuadrada plana			7.0000	1.2	8.40
Arandela cuadrada curva			4.0000	1.2	4.80
Arandela de presión tipo pesada			4.0000	0.8	3.20
Perno ojo F.G.			3.0000	9.0	27.00
					1067.60
Subpartidas					
Montaje electromecánico de armado Tipo PS	glb		1.0000	52.11	52.11
Transporte de cruceta y accesorios	jgo		1.0000	44.23	44.23
					96.34

Instalación de puesta a tierra

Descripción de recursos					
Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	1169.7	
	a				6

	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	Parcial S/
Materiales					
Grapa tipo U para poste de madera	und		70.0000	0.2	14.00
Tierra negra de cultivo	und		2.0000	10	20.00
Cemento conductivo 25kg	bol		2.0000	76.27	152.54
Listón de madera tratada	und		1.2000	21.2	25.44
Conector de cobre tipo perno partido	und		3.0000	4.5	13.50
Conductor de cobre desnudo 25mm ²	und		22.0000	8	176.00
Varilla de cobre 16mmx2.4mm	und		1.0000	101	101.00
Juego de soldadura exotérmica	und		1.0000	162	162.00
Plancha de cobre tipo J	und		3.0000	10	30.00
Conector Bimetálico	und		1.0000	8	8.00
Agua	m ³		2.0000	0.5	1.00
Tubo de PVC	und		1.0000	8	8.00
					711.48
Subpartidas					
Excavación de hoyo para puesta a tierra en terreno normal	und		0.3000	92.23	27.67
Excavación de hoyo para puesta a tierra en terreno rocoso	und		0.7000	403.2	282.24
Transporte de material	jgo		1.0000	63.67	63.67
Tratamiento de una puesta a tierra	und		1.0000	84.7	84.70
					458.28

Cambio de retenida

Rendimiento	und/Día	MO.	EQ.	754.12	
				Parcial	
Descripción de recursos	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/	S/
Materiales					
Cable de acero de AG	m		18.0000	4	72.00
Bloque de concreto armado	und		1.0000	28	28.00
Varilla de anclaje F.G.	und		1.0000	53	53.00
Arandela cuadrada	und		1.0000	4.5	4.50
Varilla preformada de retenida para cable	und		2.0000	25	50.00
					207.50
Subpartidas					
Excavación de hoyo para retenidas en terreno rocoso	und		1.0000	403	403.00
Transporte de materiales de retenidas	jgo		1.0000	79.59	79.59
Montaje de retenida	und		1.0000	64.03	64.03
					546.62

Presupuesto

Actividades	Unidad	Metrados	Precio	Parcial
Inspecciones ligeras	und	376	30.6	S/. 11,505.60
Inspecciones minuciosas	und	200	42.45	S/. 8,490.00
Inspección de termografía de las líneas de transmisión	und	200	36.24	S/. 7,248.00
Medición de puesta a tierra	und	200	53.94	S/. 10,788.00
Medición de la distancia mínima de seguridad	und	376	53.94	S/. 20,281.44
Inspección de la faja de servidumbre	Km	83	42.45	S/. 3,523.35
Mantenimiento y limpieza de la faja de servidumbre	km	83	905	S/. 75,115.00
Poda de arboles				
Mantenimiento de puesta a tierra	und	180	350.15	S/. 63,027.00
Mantenimiento de señalización de estructuras	und	150	66.93	S/. 10,039.50
Reforzamiento de bases de postes de madera	und	200	350.15	S/. 70,030.00
Instalación, cambio o retiro de crucetas	und	200	1163.94	S/. 232,788.00
Instalación de puesta a tierra	und	150	1169.759	S/. 175,463.85
Cambio de retenidas	und	100	754.32	S/. 75,432.00
			Sub Total	S/. 763,731.74
			IGV	S/. 137,471.71
			Total	S/. 901,203.45

Anexo 9: Procedimientos

PROCEDIMIENTO OPERATIVO

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

1. OBJETIVO

Establecer los pasos a seguir para realizar en buenas condiciones la determinar el estado de la Malla a tierra o Pozos a tierra de una SET o estructuras de líneas de MT y AT, identificar las condiciones subestándares con el fin de realizar un trabajo seguro y saludable para las personas y el medio ambiente.

2. ALCANCE

El procedimiento es aplicable en los trabajos de mantenimiento preventivo y de emergencias en líneas de 33kV, 60kV, 220kV y equipos de AT, MT y BT.

3. DEFINICIONES

- 3.1. **Malla a tierra:** Compuesto por un conjunto de conductores desnudos que brinda la posibilidad de conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra.

Tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra:

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.
- La resistencia del terreno donde se ubica la malla.

- 3.2. **Sistema de puesta a tierra:** El sistema de puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra.

- 3.3. **Descripción del Método de la Caída de Potencial:** El método consiste en pasar una corriente entre electrodo de puesta a tierra y un electrodo de corriente auxiliar (c) y medir el voltaje con la ayuda de un electrodo auxiliar (p). Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente, se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra.
- El electrodo de voltaje debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura. En la practica la distancia “d” para el electrodo de voltaje se elige al 62 % de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo. **(Anexo 1).**

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- 4.1. Disposición final, reutilización y reciclaje de residuos.
- 4.2. Charla de cinco minutos
- 4.3. Acta de Inspección Previa
- 4.4. Distancias mínimas de seguridad a un punto energizado.

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1. Jefes de Departamento Mantenimiento Transmisión.
 - Revisar, promover y controlar el cumplimiento del procedimiento.
- 5.2. Supervisor de Mantenimiento Líneas Transmisión.
 - Conocer, cumplir y hacer cumplir el presente procedimiento.
 - Planificar las actividades necesarias para el cumplimiento del procedimiento.
- 5.3. Técnico de Mantenimiento Líneas Alta Tensión
 - Cumplir con las disposiciones del presente procedimiento.

6. CARACTERISTICAS

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Riesgos Asociados:	<p><u>Seguridad:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Accidente por descarga eléctrica (mala identificación del circuito o falta de concentración). 2. Cortes y golpes. 3. Caída al mismo nivel de terceros. 4. Golpes por caída de herramientas, equipos o materiales. 5. Daños a terceros y por terceros, por falta de señalización adecuada. 6. Accidente de tránsito, choque o colisión de las unidades de transporte durante el desplazamiento. 7. Exposición a partículas de polvo. <p><u>Salud:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Enfermedad osteomuscular por posturas inadecuadas.
Aspectos Ambientales Significativos:	Generación de residuos sólidos no peligrosos.
Tiempo estimado de ejecución:	No determinado
Integrantes de la cuadrilla:	<p>Personal entrenado en mantenimiento de Líneas AT</p> <p>Cuadrillas mínimas de 1 operario, 1 auxiliar y 1 supervisor que no podrá ser de categoría inferior a un operario.</p>
EPP:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Casco con barbiquejo y cubrenuca. 2. Guantes de cuero liviano y/o hilo. 3. Guantes dieléctricos clase 3. 4. Ropa de protección contra relámpago de arco eléctrico 20cal/cm² 5. Botines de seguridad dieléctricos. 6. Lentes de seguridad. 7. Chaleco reflectivo.
Equipos, instrumentos y herramientas:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Equipos de comunicación telefónica 1. Tranqueras, conos, mallas y/o cilindros de señalización. 2. Chaleco reflectivo de seguridad (para termografía de líneas). 3. Telurómetro de alta frecuencia 4. Herramientas aisladas (Llaves boca, francesa). 5. Herramientas manuales aisladas.

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Tipo de supervisión	Permanente.
Entrenamientos de tarea:	Uso del telurómetro
Departamentos que ejecutan la tarea:	Departamento de mantenimiento

7. DESARROLLO

7.1. Actividades Previas.

- 7.1.1 Efectuar la inspección previa a la zona de trabajo, identificar el tipo de estructuras y conductores para seleccionar las herramientas apropiadas. El supervisor tomará nota de los equipos, materiales y herramientas que se utilizarán.
- 7.1.2 Revisar que las baterías del telurómetro se encuentren cargadas.
- 7.1.3 Preparar la señalización adecuada para la actividad a realizar.
- 7.1.4 Identificar los riesgos potenciales e implementar las medidas de control respectivas, de acuerdo con el Acta de Inspección Previa, y registrarla en el formato Acta de Inspección Previa.

7.2. Señalización y seguridad.



- 7.2.1 Colocar la señalización adecuada (tránsito peatonal y/o vehicular) mediante el uso de cintas, parantes, conos, cilindros, tranqueras, etc. Si es necesario, se coordinará el apoyo de resguardo y/o cierre de vías.

- 7.2.2 Efectuar en el lugar del trabajo la “Instrucción Previa de Campo”, donde se remarcará los riesgos evaluados en el procedimiento y los detectados en la zona de trabajo.



- 7.2.3 El personal debe contar con todos sus equipos de protección personal (EPP) en buen estado. Llenar formato de lista de verificación de equipos de protección personal”.

- 7.2.4 El personal debe tener en cuenta los riesgos ergonómicos durante su trabajo. No adoptar posturas forzadas por tiempos prolongados.

7.3. Condiciones de seguridad.



- 7.4.1 Frente a una condición diferente a las observadas en la Inspección Previa o la Instrucción Previa en Campo, y que representa un riesgo no controlado, suspender temporalmente el trabajo e informar al Supervisor para que defina el control efectivo del riesgo.

7.4. Ejecución de la tarea.

- 7.4.2 Comunicar al Centro de control o Inspector su presencia en la línea de transmisión, y la disponibilidad para realizar los trabajos.
- 7.4.3 El Supervisor realizará la Charla de cinco minutos identificando los peligros y evaluando los riesgos potenciales de la actividad.
- 7.4.4 Definir la zona de tránsito teniendo en cuenta los avisos de seguridad, tránsito y los circuitos aledaños energizados en patio de llaves.
- 7.4.5 Identificar previamente el detalle de la malla como: Largo, Ancho y Tensión Nominal Para determinar la longitud de los cables a utilizar.
- 7.4.6 Antes de efectuar las conexiones correspondientes se debe de realizar la inspección de la subestación y/o línea de transmisión, que ninguna línea o circuito se encuentre aterrada.
- 7.4.7 Revisar el conexionado del Telurómetro.
- 7.4.8 Clavar los electrodos en terreno firme hasta una longitud de profundidad aproximadamente 60 cm, entre el terreno y la jabalina debe haber un buen contacto, de requerir humedecer con agua el terreno a fin de obtener una medición confiable.
- 7.4.9 No se debe medir en caso de tormentas eléctricas, por medida de seguridad, para prevenir inyección de corriente del suelo hacia los electrodos y equipo, evitar peligro de electrocución generada por la tensión de paso en el suelo, tensión de toque o la misma descarga eléctrica de la atmosfera.
- 7.4.10 Se efectuarán mediciones de resistencia de la puesta tierra al pozo a tierra en referencia, a fin de verificar los resultados del sistema de puesta a tierra instalada de acuerdo a las especificaciones técnicas del proyecto, Al realizar las mediciones se utilizan el formato "Medición de Resistencia de puesta a tierra.
- 7.4.11 Para hacer la medición de puesta a tierra se aplicará el método de caída de potencial de la cual consiste.
- 7.4.12 Clavar en el terreno dos jabalinas auxiliares (jabalinas de corriente y jabalina de tensión), conectarlas a través de cables previsto a sus respectivos bornes, el tercer borne se debe conectar a puesta a tierra cuya resistencia se requiere medir.
- 7.4.13 La distancia de las jabalinas clavadas respecto al punto de contacto del tercer borne dependerá del área de la malla a tierra de la sub estación.
- 7.4.14 Seleccionar el rango adecuado de resistencia del Telurómetro y oprimir la tecla de disparo de corriente de medición para efectuar la lectura, bajar el rango de la resistencia del equipo progresivamente de acuerdo a las lecturas para obtener un valor más cercano de la resistencia de la puesta a tierra (**Anexo 2**).
- 7.4.15 Dejar la zona de trabajo limpia, retirando todos los elementos de señalización, verificando previamente el retiro de todos los materiales, herramientas.
- 7.4.16 Todo el personal debe retirarse de la zona de trabajo o circuito intervenido.
- 7.4.17 Comunicar al centro de control la culminación de la actividad.

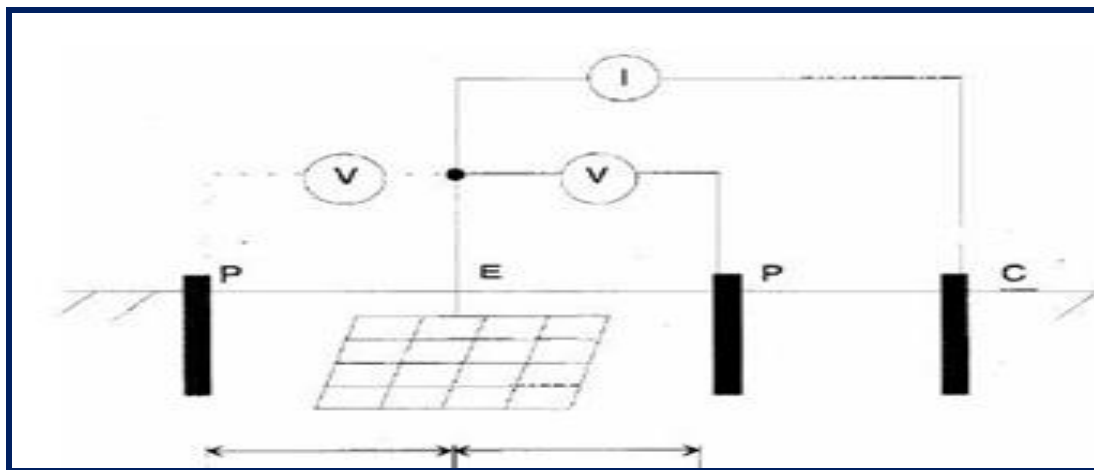
8. REGISTROS

- 8.1 Lista de verificación de los Equipos de Protección Personal.
- 8.2 Acta de Inspección Previa.
- 8.3 Check list de Equipos.
- 8.4 Check list de Herramientas.
- 8.5 Charla de cinco minutos.

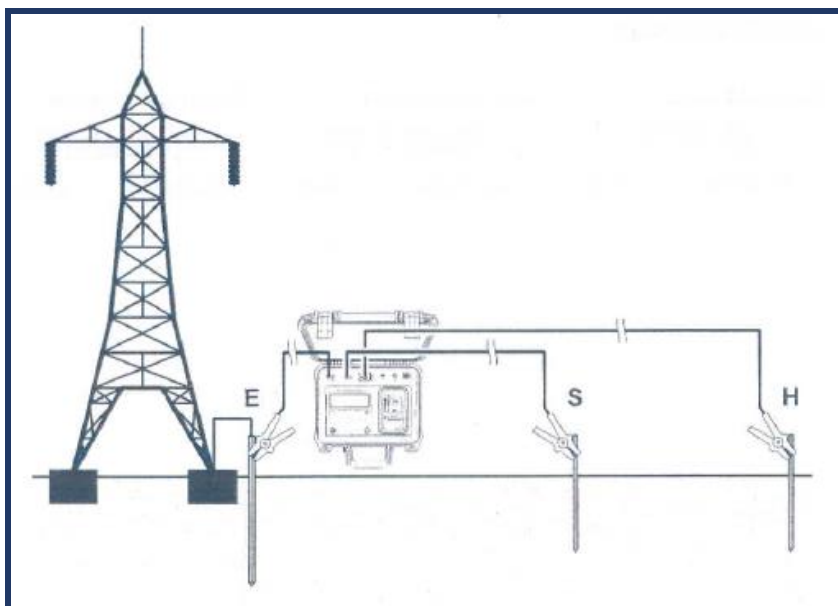
8.6 Protocolo de pruebas de sistema de puesta a tierra.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE LA CAIDA DE POTENCIAL



9.2. ANEXO 2: ESQUEMA GRÁFICO DE LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.



PROCEDIMIENTO OPERATIVO
INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA

1. OBJETIVO

Establecer los pasos a seguir para realizar en buenas condiciones la inspección termográfica en Líneas de *Transmisión*, considerando las medidas de control adecuadas para los riesgos potenciales y condiciones subestándares identificadas, con el fin de realizar un trabajo seguro y saludable para las personas y el medio ambiente.

2. ALCANCE

El presente procedimiento es aplicable en los trabajos de mantenimiento preventivo y de emergencias en líneas de 33kV, 60kV, 220kV y equipos de AT, MT y BT.

3. DEFINICIONES

- 3.1. **Temperatura:** Es una variable que está presente en todo objeto y todo objeto emite calor en forma de radiación infrarroja.
- 3.2. **Termografía:** Esta técnica de producir imágenes, llamadas termogramas, de las radiaciones infrarrojas invisibles que los objetos emiten es un medio sin contacto para identificar componentes eléctricos y mecánicos que estén más calientes de lo que deberían, lo que es una indicación frecuente de áreas de falla inminente, indica excesiva pérdida de calor, que usualmente es un signo de aislamiento defectuoso o inadecuado.
- 3.3. **Cámara Termográfica:** Es una cámara que muestra en pantalla una imagen de la radiación calorífica que emite un cuerpo. Sirven habitualmente en las inspecciones eléctricas para predecir fallas.
- 3.4. **Infrarrojo:** Inspección infrarroja de equipos eléctricos identificará problemas causados por la relación corriente/resistencia. Generalmente, se formará una zona caliente en un circuito eléctrico como resultado de una conexión suelta, oxidada o corroída o un mal funcionamiento del componente mismo, y que muchas veces no puede apreciarse a simple vista.
- 3.5. **Punto Caliente:** El calor generado en el punto donde la resistencia se ha incrementado es conducido por el conductor adyacente y por el aire. Cuando esto ocurre, el termograma mostrará un área caliente en el punto de conexión.
- 3.6. **Descarga:** Son pequeñas chispas eléctricas que ocurren en el aislamiento eléctrico de la conexión.

- 3.7. **Instalaciones:** Instalaciones a considerar en la inspección infrarroja son: las líneas aéreas de transmisión, subestaciones, transformadores, interruptores, llaves, fusibles, paneles de mando, equipo de control, motores, etc.

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- 4.1. Charla de cinco minutos
 4.2. *Acta de Inspección Previa*
 4.3. *Distancias mínimas de acercamiento a un punto energizado.*

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1. Jefes de Departamento Mantenimiento Transmisión.
 • Revisar, promover y controlar el cumplimiento del procedimiento.
 5.2. Supervisor de Mantenimiento Líneas Transmisión.
 • Conocer, cumplir y hacer cumplir el procedimiento.
 • para el cumplimiento del procedimiento.
 5.3. Técnico de Mantenimiento Líneas Alta Tensión
 • Cumplir con las disposiciones del presente procedimiento.

6. CARACTERISTICAS

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Riesgos Asociados:	<u>Seguridad:</u> 8. Accidente por descarga eléctrica (mala identificación del circuito o falta de concentración). 9. Cortes y golpes. 10. Caída al mismo nivel de terceros. 11. Golpes por caída de herramientas, equipos o materiales. 12. Daños a terceros y por terceros, por falta de señalización adecuada. 13. Accidente de tránsito, choque o colisión de las unidades de transporte durante el desplazamiento. 14. Exposición a partículas de polvo. <u>Salud:</u> 2. Enfermedad osteomuscular por posturas inadecuadas.
Aspectos Ambientales Significativos:	Generación de residuos sólidos no peligrosos.
Tiempo estimado de ejecución:	<i>No determinado</i>

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Integrantes de la cuadrilla:	Personal entrenado en mantenimiento de Líneas AT Cuadrillas mínimas de 1 operario, 1 auxiliar y 1 supervisor que no podrá ser de categoría inferior a un operario.
EPP:	9 Casco con barbiquejo y <i>cubrenuca</i> . 10 Guantes de cuero <i>liviano</i> y/o hilo. 11 Guantes dieléctricos clase 3. 12 Ropa de protección contra <i>relámpago de arco eléctrico 20cal/cm2</i> 13 Botines de seguridad <i>dieléctricos</i> . 14 Lentes de seguridad.
Equipos, instrumentos y herramientas:	2. Equipos de comunicación <i>telefónica</i> 6. Tranqueras, conos, mallas y/o cilindros de señalización. 7. Chaleco reflectivo de seguridad (para termografía de líneas). 8. Cámara termográfica FLUKE o similar. 9. Herramientas aisladas (Llaves boca, francesa). 10. Herramientas manuales aisladas.
Tipo de supervisión	Permanente.
Entrenamientos de tarea:	Uso de cámara termográfica
Departamentos que ejecutan la tarea:	<i>Departamento de mantenimiento</i>

7. DESARROLLO

7.1. Actividades Previas.

- 7.1.5 Efectuar la inspección previa a la zona de trabajo, identificar el tipo de estructuras y conductores *para seleccionar* las herramientas apropiadas. El supervisor tomará nota de los equipos, materiales y herramientas que se utilizarán.
- 7.1.6 Revisar que las baterías de la Cámara Termográfica se encuentren cargadas.
- 7.1.7 Preparar la señalización adecuada para la actividad a realizar.
- 7.1.8 Identificar los riesgos potenciales e implementar el control respectivas, de acuerdo con el Acta de Inspección Previa, y registrarla en el formato Acta de Inspección Previa.

7.2. Señalización y seguridad.

Colocar la señalización adecuada (tránsito peatonal y/o vehicular) mediante el uso de cintas, parantes, conos, cilindros, tranqueras, etc. Si es necesario, se coordinará el apoyo de *resguardo* y/o cierre de vías.



- 7.2.5 Efectuar *en el lugar del trabajo* la “Instrucción Previa de Campo”, donde se remarcará los riesgos evaluados en el procedimiento y los detectados *en la zona de trabajo*.
- 7.2.6 El personal debe contar con todos sus equipos de protección personal (EPP) en buen estado. Llenar formato de lista de verificación de equipos de protección personal”.
- 7.2.7 *El personal debe tener en cuenta los riegos ergonómicos durante su trabajo. No adoptar posturas forzadas por tiempos prolongados.*



7.3. Condiciones de seguridad.

- 7.4.18 *Frente a una condición diferente a las observadas en la Inspección Previa o la Instrucción Previa en Campo, y que representa un riesgo no controlado, suspender temporalmente el trabajo e informar al Supervisor para que defina el control efectivo del riesgo.*



7.4. Ejecución de la tarea.

- 7.4.19 Comunicar al Centro de control o Inspector su presencia en la línea de transmisión, y la disponibilidad para realizar los trabajos.
- 7.4.20 El Supervisor realizará la Charla de cinco minutos identificando los peligros y evaluando los riesgos potenciales de la actividad.
- 7.4.21 Verificar la configuración del Termovisor: Distancia, emisividad del material, temperatura del ambiente y velocidad del viento.
- 7.4.22 Realizar la inspección panorámica del circuito o celda, luego verificar los puntos donde se ha registrado señales de puntos calientes, comparar el punto caliente con otro punto similar en las otras fases.
- 7.4.23 Llenar los formatos de la inspección termográfica y registrar las cargas de los circuitos.
- 7.4.24 Considerar los anexos 10.1, 10.2, para las mediciones
- 7.4.25 Luego de concluir los trabajos de Inspección termográfica, comunicar al Centro de control o Inspector la finalización de los trabajos.
- 7.4.26 De encontrarse un punto caliente crítico, se debe comunicar inmediatamente para definir un plan de acción.
- 7.4.27 El Supervisor verificara el retiro de todo el personal de las instalaciones intervenidas.
- 7.4.28 Revisar el estado de los equipos y/o herramientas y reportarlo de haber alguna observación.

8. REGISTROS

- 9.1 Lista de verificación de los Equipos de Protección Personal.
- 9.2 Acta de Inspección Previa.
- 9.3 *Charla de cinco minutos.*
- 9.4 Inspección Termográfica.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO 1: Límites de Incremento de temperatura

COMISIÓN ELECTROTECNIA INTERNACIONAL		
TIPO DE MATERIAL	VALORES MAXIMOS	
	Temperatura (°C)	Incremento de temperatura bajo un ambiente que exceda los 40°C
CONTACTOS		
Cobre y Aleación de cobre sin recubrimiento		
• En aire	75	35
• En SF ₆	90	50
• En aceite		
Conexiones apernadas o su equivalente	80	40
Plateadas o niqueladas		
• En aire		
• En SF ₆		
• En aceite		
Terminales para la conexión de conductores por medio de pernos o tornillos	115	75
	115	75
	100	60
• Sin recubrimiento		
• Plateados, niquelados o estañados		
• Aceites para interruptores		
Materiales usados como aislamiento y parte metálicas en contacto con aislamiento de las siguientes clases:	90	50
Y (para materiales no impregnados)	105	65
A (para materiales impregnados o sumergidos en aceite)	90	50
E	90	50
Cualquier parte metálica o material aislante en contacto con aceite, excepto contactos	100	60

COMISIÓN ELECTROTECNIA INTERNACIONAL		
TIPO DE MATERIAL	VALORES MAXIMOS	
	Temperatura (°C)	Incremento de temperatura bajo un ambiente que exceda los 40°C
	120	80
	100	60

9.2. ANEXO 2: Valores de Temperaturas promedio de operación por nivel de Tensión.

Nivel de Tensión (kV)	Temperatura Promedio (°C)
10	30 a 60
60	30 a 45
220	20 a 35

PROCEDIMIENTO OPERATIVO

CAMBIO DE AISLADORES Y/O ACCESORIOS EN ESTRUCTURAS DE ANCLAJE Y SUSPENSIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1. OBJETIVO

Establecer los pasos a seguir para realizar en buenas condiciones el cambio de aisladores y/o accesorios en estructuras de anclaje y suspensión en Líneas de Transmisión, considerando las medidas de control adecuadas para los riesgos potenciales y condiciones subestándares identificadas, con el fin de realizar un trabajo seguro y saludable para las personas y el medio ambiente.

2. ALCANCE

El presente procedimiento es aplicable en los trabajos de mantenimiento preventivo y de emergencias en líneas de 60kV y 220kV.

3. DEFINICIONES

- 3.1 **Circuito:** Un conductor o sistema de conductores concebido para que a través de ellos pueda circular una corriente.
- 3.2 **Poste:** Estructura de madera, concreto o metálico que soportan los conductores y demás componentes.
- 3.3 **Torres:** Estructura reticulada metálica que soportan los conductores y demás componentes.
- 3.4 **Arnés de seguridad de liniero:** Dispositivo que se usa alrededor de porciones del torso del cuerpo: hombros, caderas, cintura y piernas, que tiene una serie de tirantes, correas y conexiones que detendrá las caídas más severas. Su uso es recomendado para evitar el riesgo de caída accidental desde un nivel igual o mayor que 1.80m.
- 3.5 **Línea de vida con amortiguador:** Dispositivo de conexión que sujeta y amortigua una caída en trabajos de altura. Se coloca entre el anillo dorsal (espalda) del arnés de seguridad y la eslinga de anclaje, según norma técnica SE-3-120.
- 3.6 **Estrobo:** Elemento de seguridad para escalar y posicionarse. Se coloca en los anillos laterales del arnés de seguridad.
- 3.7 **Eslinga de anclaje:** Dispositivo de anclaje en forma de correa con dos anillos de acero tipo D en los extremos. Se instala en el punto de anclaje.
- 3.8 **Puesta a tierra en gol:** Puestas a tierra temporales que se instalan en los extremos del tramo de línea donde se efectúa una actividad.
- 3.9 **Línea de tierra temporal:** Equipo de seguridad para unir en forma temporal una fase de un circuito eléctrico con un sistema de tierra. Consta de un conductor aislado con una grapa para conductor de un extremo y una mordaza para punto de tierra en el otro. Este conductor puede ser instalado con una pértiga aislante o puede estar acoplado a una pértiga.

- 3.10 **Aislador:** Elemento del sistema eléctrico, cuya característica dieléctrica impide el paso de la corriente hacia tierra.
- 3.11 **Suspensión de trabajo:** Interrupción del trabajo en caso de riesgo inminente e inevitable.

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- 4.1. Escalamiento de Estructuras en Líneas de Transmisión.
- 4.2. *Apertura y cierre, corrección de punto caliente de cuello muerto en líneas transmisión.*
- 4.3. Disposición final, reutilización y reciclaje de residuos.
- 4.4. Charla de cinco minutos
- 4.5. *Acta de Inspección Previa*
- 4.6. *Distancias mínimas de acercamiento a un punto energizado.*

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1. Jefes de Departamento Mantenimiento *Transmisión*.
- Revisar, promover y controlar el cumplimiento del presente procedimiento.
- 5.2. Supervisor de Mantenimiento Líneas *Transmisión*.
- Conocer, cumplir y hacer cumplir el presente procedimiento.
 - *Planificar las actividades necesarias para el cumplimiento del procedimiento.*
- 5.3. Técnico de Mantenimiento Líneas Alta Tensión
- Cumplir con las disposiciones del presente procedimiento.

6. CARACTERISTICAS

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Riesgos Asociados:	<u>Seguridad:</u> <ol style="list-style-type: none"> 15. Accidente por descarga eléctrica (mala identificación del circuito o falta de concentración). 16. Cortes y golpes. 17. Caída al mismo nivel de terceros. 18. Caída de altura del personal (trabajos de altura). 19. Golpes por caída de herramientas, equipos o materiales. 20. Daños a terceros y por terceros, por falta de señalización adecuada. 21. Accidente de tránsito, choque o colisión de las unidades de transporte durante el desplazamiento. 22. Exposición a partículas de polvo. <u>Salud:</u> <ol style="list-style-type: none"> 3. Enfermedad osteomuscular por posturas inadecuadas.
Aspectos Ambientales Significativos:	Generación de residuos sólidos no peligrosos.

Nombre de tarea principal	Cambio de aisladores y accesorios en Líneas Alta Tensión
Tiempo <i>estimado</i> de ejecución:	<i>No determinado</i>
Integrantes de la cuadrilla:	Personal entrenado en mantenimiento de Líneas AT Cuadrillas mínimas de 1 operario, 1 auxiliar, 1 ayudante y 1 supervisor que no podrá ser de categoría inferior a un operario.
EPP:	15 Casco con barbiquejo y <i>cubrenuca</i> . 16 Guantes de cuero <i>liviano</i> y/o hilo. 17 Guantes dieléctricos clase 3. 18 Arnés de <i>liniero</i> con estrobos de posicionamiento y línea de vida. 19 Ropa de protección contra <i>relámpago de arco eléctrico</i> 20cal/cm2 (<i>para la etapa de revelado y puesta a tierra</i>). 20 Botines de seguridad <i>dieléctricos</i> . 21 Lentes de seguridad.
Equipos, instrumentos y herramientas:	3. Equipos de comunicación <i>telefónica y radial</i> . 4. Escaleras embonables de fibra de vidrio. 5. Polea y soga de servicio. 6. Tranqueras, conos, mallas y/o cilindros de señalización. 7. Bolsa de lona tipo balde porta herramientas. 8. Líneas de tierra portátil <i>de AT</i> . 9. Pértiga aislante y revelador de tensión. 10. Eslingas de sujeción. 11. Come along y tecles de acuerdo al tipo de conductor. 12. Escalera de gancho de suspensión o anclaje.
Tipo de supervisión	Permanente.
Entrenamientos de tarea:	Escalamiento a estructuras de líneas Alta Tensión.
Departamentos que ejecutan la tarea:	<i>DMT</i> .
Motivo de la modificación:	Revisión programada por clasificación de riesgo.

7. DESARROLLO

7.1. Actividades Previas.

- 7.1.9 Efectuar la inspección previa a la zona de trabajo, identificar el tipo de estructuras y conductores *para seleccionar* las herramientas apropiadas. El supervisor tomará nota de los equipos, materiales y herramientas que se utilizarán.

- 7.1.10 Identificar los riesgos potenciales e implementar las medidas de control respectivas, de acuerdo con el Acta de Inspección Previa, y registrarla en el formato Acta de Inspección Previa.
- 7.1.11 El personal que realizará esta tarea debe estar entrenado en ejecución de trabajos en altura.
- 7.1.12 El personal *debe estar* protegido contra la enfermedad del tétano.

7.2. Señalización y seguridad.



- 7.2.8 Colocar la señalización adecuada (tránsito peatonal y/o vehicular) mediante el uso de cintas, parantes, conos, cilindros, tranqueras, etc. Si es necesario, se coordinará el apoyo *de resguardo* y/o cierre de vías.
- 7.2.9 Efectuar *en el lugar del trabajo* la “Instrucción Previa de Campo”, donde se remarcará los riesgos evaluados en el procedimiento y los detectados *en la zona de trabajo*.
- 7.2.10 El personal debe contar con todos sus equipos de protección personal (EPP) en buen estado. Llenar formato de lista de verificación de equipos de protección personal”.
- 7.2.11 *El personal debe tener en cuenta los riegos ergonómicos durante su trabajo*. No adoptar posturas forzadas por tiempos prolongados.
- 7.2.12 Verificar el estado y el uso de arneses.
- 7.2.13 El técnico encargado del circuito deberá verificar que el circuito programado se encuentre fuera de servicio y a tierra, firmar la boleta de liberación, colocar el cartel de “Hombres Trabajando” y *el candado de bloqueo* en el tablero de mando y/o la celda del circuito programado y entregará al personal la “Tarjeta de Seguridad Personal”.



7.3. Condiciones de seguridad.



- 7.4.29 *Frente a una condición diferente a las observadas en la Inspección Previa o la Instrucción Previa en Campo, y que representa un riesgo no controlado, suspender temporalmente el trabajo e informar al Supervisor para que defina el control efectivo del riesgo.*

7.4. Ejecución de la tarea.



- 7.4.30 El personal verificará en la base de la estructura que el número de la línea que se escalará, corresponda al de la “Tarjeta de Seguridad Personal” entregada por el supervisor.
- 7.4.31 Revisar el estado de conservación de la estructura que se va a escalar y sus retenidas.
- 7.4.32 Señalizar adecuadamente el área de trabajo, en las zonas de tránsito peatonal y de vehículos, *según la norma técnica SI-3-305 “Norma de señalización de obras en vías públicas”*.
- 7.4.33 *Revelar la ausencia de tensión en la línea de acuerdo al procedimiento DMLAT-PO-AT-122.*



7.4.34 El personal que escale la estructura deberá estar estroboado en todo momento. Aplicar el procedimiento DMLAT-PO-AT-123 “Escalamiento de estructuras en LLTT”.



7.4.35 Se deberá instalar *líneas* de puesta a tierra temporal en las estructuras extremas del tramo a trabajar. *Una de ellas puede ser la puesta a tierra* instalada en la SET más cercana, para formar la configuración de puesta a tierra en gol.

7.4.36 Al momento de escalar las estructuras, verificar que los peldaños no estén sueltos. Cuando se escale estructuras con doble terna, tener cuidado al escalar en las crucetas de los postes; *siempre debe hacerlo por el lado de la línea fuera de servicio.*

7.4.37 Una vez ubicado en el área de trabajo, el liniero debe usar su estrobo de *posicionamiento* y su línea de vida. El liniero que utiliza escalera de anclaje y/o de gancho empleará su arnés, eslinga de anclaje, línea de vida con amortiguador y/o bloque retráctil.

7.4.38 Se empleará soga y polea de servicio para subir y/o bajar herramientas y materiales; y bolsa de lona tipo balde para herramientas menores.

7.4.39 Si es necesario abrir el cuello muerto, en la estructura que se va a realizar la tarea, deberá seguirse el procedimiento “Apertura y cierre, corrección de punto caliente de cuello muerto en líneas transmisión”.

7.4.40 Se procederá a desanclar el conductor, utilizando tecele de cadena o de arrastre del tonelaje adecuado para cada tarea, sujetándolo con estrobo de acero de la medida correcta, al cuerpo, cruceta o brazo de la estructura.

7.4.41 En las estructuras de suspensión, el otro extremo del tecele sujetará el conductor empleando un eslabón abierto o estrobo corto.

7.4.42 En las estructuras de anclaje, el otro extremo del tecele sujetará el conductor utilizando un “come along” apropiado para la sección del conductor.

7.4.43 Cuando la instalación del “come along” y tecele lo requiera, se empleará escalera de gancho (anclaje y/o suspensión).



7.4.44 Cuando se utiliza un equipo de tensado (*winche*), el operario instalará adecuadamente en las ménsulas de los brazos y en el cuerpo de la estructura las roldanas¹ y estrobos de acero con las medidas establecidas para el tiro y tipo de conductor, empleará cordina de acero y un come along apropiado para el tipo del conductor.

7.4.45 Se procede a reemplazar los aisladores y/o accesorios necesarios, verificando que no varíe la flecha de los conductores.

7.4.46 *Para los casos de cambio de aisladores de anclaje, se debe utilizar el doble aseguramiento con doble come along.*

7.4.47 *Los tecles de cadena deben tener en el extremo de su cadena una argolla o nudo que trabe la misma cadena en caso de un deslizamiento del mismo.*

7.4.48 *Verificar que en todo momento el personal de apoyo a nivel del suelo, no se ubique en la “Línea de Fuego” por la caída vertical de herramientas y materiales. En casos donde amerite, se deberá emplear la doble señalización.*

7.4.49 Al subir o bajar la cadena de aisladores y accesorios ayudarse con la polea y soga de servicio guiándolo con uno de los extremos de la soga para evitar daños en el aislador o las instalaciones.

7.4.50 Todas las herramientas utilizadas en altura deberán necesariamente estar sujetas con eslingas, para evitar posibles caídas de las mismas.

7.4.51 Una vez terminado el cambio se procederá a retirar los equipos y herramientas empleados.



7.4.52 En caso se hubiera abierto el cuello muerto, se procederá a cerrarlo de acuerdo al procedimiento: *“Apertura y cierre, corrección de punto caliente de cuello muerto en líneas transmisión”*.

7.4.53 Concluido los trabajos se procede a retirar los equipos y herramientas utilizados y revisar toda la zona de trabajo.

7.4.54 Los desechos generados de la tarea se recogen en bolsas para ser trasladados a su disposición final, de acuerdo a lo indicado en el procedimiento: *“Disposición Final, reutilización y reciclaje de residuos”*.

7.4.55 Retirar las líneas de puesta a tierra portátiles, que se hubiesen instalado en el circuito.



7.4.56 Recoger las “Tarjetas de Seguridad Personal” debidamente firmadas por todos los trabajadores que la recibieron. Desde ese momento, queda terminantemente prohibido reingresar al circuito.

7.4.57 Firmar la boleta de liberación, retirar el cartel de “Hombres Trabajando” y el candado de bloqueo en el tablero de mando y/o la celda del circuito. *Luego debe llamar al Centro de Control, por radio o teléfono, y entregar el circuito.*

8. REGISTROS

8.1 Lista de verificación de los Equipos de Protección Personal.

8.2 Lista de verificación para arneses de Seguridad y *línea de vida*.

8.3 Acta de Inspección Previa.

8.4 *Charla de cinco minutos.*

9. ANEXOS

No aplica

PROCEDIMIENTO
CAMBIO Y/O REPARACIÓN DE RETENIDAS Y/O BASES DE POSTES EN LINEAS DE ALTA TENSIÓN

1. OBJETIVO

Establecer los pasos secuenciales que nos permita desarrollar en buenas condiciones la actividad de cambio y/o reparación de retenidas y bases de postes en Líneas de Alta Tensión, considerando las medidas de control adecuadas para los riesgos potenciales y condiciones subestándares identificadas con el fin de ejecutar un trabajo seguro para las personas y el medio ambiente.

2. ALCANCE

El presente procedimiento es aplicable a las actividades de mantenimiento preventivo y de emergencias en las líneas Alta Tensión.

3. DEFINICIONES

- 3.1. **Circuito:** Un conductor o sistema de conductores concebido para que a través de ellos pueda circular una corriente.
- 3.2. **Poste:** Estructura de madera, concreto o metálico que soportan los conductores y demás componentes.
- 3.3. **Retenidas:** Sistema de anclaje de una estructura de línea, instalada para contrarrestar el esfuerzo horizontal que ejercen los conductores soportados por dicha estructura.
- 3.4. **Arnés de seguridad de liniero:** Dispositivo que se usa alrededor de porciones del torso del cuerpo: hombros, caderas, cintura y piernas, que tiene una serie de tirantes, correas y conexiones que detendrán las caídas más severas.
- 3.5. **Suspensión de trabajo:** Interrupción del trabajo en caso de riesgo inminente e inevitable.

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- 4.1 Distancias mínimas de acercamiento a un punto energizado Disposición final, Reutilización y Reciclaje de residuos
- 4.4 Escalamiento de estructuras en Líneas de Transmisión
- 4.5 Acta de Inspección Previa
- 4.6 Suspensión de Trabajo por ausencia de condiciones de seguridad
- 4.7 Ergonomía en el trabajo
- 4.8 Charla de cinco minutos
- 4.9 Instalación de escaleras embonables de fibra de vidrio en postes.

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 Jefe de Departamento Mantenimiento Transmisión
 - Revisar, promover y controlar el cumplimiento del procedimiento.
- 5.2 Supervisores de Mantenimiento Líneas Transmisión
 - Conocer, cumplir y hacer cumplir del procedimiento.
 - Planificar las actividades necesarias para el cumplimiento del procedimiento.
- 5.3 Técnico de Mantenimiento Líneas Transmisión
 - Conocer y cumplir con las disposiciones del procedimiento.

6. CARACTERÍSTICAS

Nombre de tarea principal	Cambio y/o reparación de retenidas y base de poste AT
Riesgos Asociados:	<u>Seguridad:</u> 23. Descarga eléctrica. 24. Golpes y cortes, contraer tétano al manipular los equipos o materiales punzocortantes. 25. Caídas a nivel y desnivel. 26. Aplastamiento por caída de estructura dañada. 27. Caídas del personal por trabajos en altura. 28. Caídas de herramientas y/o materiales. 29. Accidente de tránsito, atropellos. 30. Mordeduras de canes, serpientes e insectos. <u>Salud:</u> 31. Exposición a posturas forzadas. 32. Exposición a polvo y/o gases orgánicos. 33. Deshidratación leve (sed). 34. Daños a la piel por exposición a la radiación solar.
Aspectos Ambientales Significativos:	Generación de residuos sólidos no peligrosos.
Tiempo estimado de ejecución:	No determinado.
Integrantes de la cuadrilla:	El supervisor evaluará la cantidad en función de las condiciones de trabajo observadas en la inspección previa.

Nombre de tarea principal	Cambio y/o reparación de retenidas y base de poste AT
EPP:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Uniforme de trabajo normalizado. 2. Casco de seguridad con barbiquejo y cubrenuca 3. Lentes de seguridad. 4. Botines de seguridad 5. Ropa de protección contra relámpago de arco de 20cal/cm2 (solo para la etapa de revelado). 6. Guantes de cuero liviano y largos (en caso de soldadura). 7. Respiradores contra polvo. 8. Máscara para soldar, respirador para humo metálico, mandil de cuero, escarpines de cuero (para soldadura). 9. Arnés de liniero con líneas de vida y estrobos.
Equipos, instrumentos, herramientas:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tecles de cadena. 2. Comelones, de acuerdo a la sección del cable. 3. Mordaza para varilla de anclaje de la retenida ("pata de león"). 4. Llaves francesas, llave Stilson. 5. Escalera embobable de fibra de vidrio. 6. Escalera telescópica. 7. Bolsa de lona porta herramientas. 8. Juego de tarraja (hembra y macho), de acuerdo a sección de varilla y ojal. 9. Estrobos. 10. Polea y Sogas de servicio. 11. Tranqueras, conos, malla y/o cilindros de señalización.
Tipo de supervisión	Permanente.
Entrenamientos de tarea	Escalamiento a estructuras de líneas Alta Tensión.
Departamentos que ejecutan la tarea:	Mantenimiento Transmisión
Motivo de la modificación:	Revisión programada por la clasificación de riesgo.

7. DESARROLLO

7.1. Actividades Previas.

- 7.1.1. Identificación de la zona de trabajo y registro en un Acta de Inspección Previa de los riesgos potenciales y los controles de los mismos.
- 7.1.2. Coordinar previamente con los propietarios en el caso de estructuras dentro de propiedad privada, mediante cartas, oficios, etc.



7.1.3. Solicitar el circuito fuera de servicio si el cambio de la retenida es total o de accesorios ubicada en la parte alta del poste. También si los desplazamientos del cable puedan generar un riesgo con la línea en servicio.

7.1.4. Verificar el estado y el uso de equipos, accesorios y herramientas de trabajo.

7.1.5. Establecer una adecuada señalización (tránsito peatonal y/o vehicular).



7.1.6. Trabajos en altura; el personal que interviene en la actividad debe estar capacitado en el escalamiento de estructuras en líneas de alta tensión.

7.1.7. Evaluar si es necesario la instalación de retenidas adicionales para la estabilidad del poste.

7.1.8. El personal para esta tarea debe estar médicamente apto (sin restricciones de salud) de acuerdo al Certificado de Aptitud Médico Ocupacional. Así mismo debe contar con protección contra el tétano.

7.1.9. Revisión de equipos de protección personal.

7.1.10. Revisar chalecos con cintas reflectivas para horario nocturno.

7.1.11. El personal debe tener en cuenta durante su trabajo los riesgos ergonómicos. No adoptar posturas forzadas por tiempos prolongados

7.2. Señalización y seguridad.



7.2.1. Si la tarea se realiza con el circuito desenergizado, el técnico encargado deberá verificar que el circuito se encuentre fuera de servicio y a tierra; firmar la boleta de liberación; colocar el cartel de “Hombres Trabajando” y el candado de bloqueo en el tablero de mando y/o la celda del circuito programado y entregará al personal la “Tarjeta de Seguridad Personal”.



7.2.2. Efectuar la charla de cinco minutos donde se remarcará los riesgos evaluados en el procedimiento y los detectados en el acta de inspección previa. Así como también los riesgos adicionales que pudieran haberse presentado antes de iniciar la tarea.



7.2.3. El personal verificará e identificará el número del circuito a intervenir y procederá a efectuar el revelado de la línea y la instalación de las puestas a tierras en gol. Emplear Ropa contra relámpago de arco (solo para la etapa de revelado).

7.2.4. Cumplir las distancias mínimas de seguridad.

7.2.5. Señalizar la zona de trabajo.




7.2.6. El personal en todo momento deberá usar sus EPP en buen estado.

7.3. Condiciones de seguridad.

Frente a una condición diferente a las observadas en la Inspección Previa o la Instrucción Previa en Campo, y que representa un riesgo no controlado, suspender temporalmente el trabajo e informar al Supervisor para que defina el control efectivo del riesgo.

7.4. Ejecución de la tarea.

7.4.1 En caso se hubiera determinado en la inspección previa, la instalación de retenidas provisionales antes de iniciar las maniobras, se efectúa la instalación de cáncamos (estacas) y/o la excavación de huecos para instalar zapatas de concreto.

- 7.4.1. Proceder a efectuar el hoyo para la instalación de la retenida provisional, mantener una separación entre hoyos de 2 a 2.5 m.
- 7.4.2. Efectuar la excavación con precaución en zonas habitables, para evitar dañar instalaciones existentes de agua, desagüe, gas, telefonía, electricidad, etc.
- 7.4.3. Instalar un juego de retenida en el hoyo y compactar el terreno.
- 7.4.4. Cuando se realiza la instalación y/o cambio de retenidas en zonas rocosas, se empleará equipo de perforación para realizar los hoyos en la roca e instalar varillas de anclaje provisional y/o definitivo.
- 7.4.5. Para este último caso las varillas de anclaje serán de fierro corrugado de 1" y el largo del fierro se determinará en la inspección.
- 7.4.6. La fijación de la varilla de anclaje de fierro corrugado será con pegamento epóxico o cemento.
-  7.4.7. Luego, proceder a evaluar el estado de la base de la estructura para proceder a escalar la estructura.
- 7.4.8. Colocar una abrazadera o estrobo en la parte superior de la estructura para instalar un viento provisional o de refuerzo en el anclaje nuevo instalado (zapata nueva). La retenida provisional puede instalarse en otra de las retenidas si se ha comprobado el buen estado de las mismas.
-  7.4.9. Instalar la retenida provisional empleando el cable alumoweld, los amarres preformados y las herramientas adecuadas: tecla de cadena de ¾ o más TN, come along, mordaza para varilla de anclaje de retenida (pata de león), etc.
- 7.4.10. Se tendrá sumo cuidado al instalar sogas y estrobos a fin de no acercarlos a la línea energizada.
- 7.4.11. Asegurar las herramientas empleando eslingas de sujeción y/o bolsas portaherramientas.
- 7.4.12. Luego de asegurar la estructura con la retenida provisional, se instalará la retenida definitiva empleando materiales y herramientas similares.
- 7.4.13. Los cambios de las retenidas se efectuarán una por una y en cada caso se asegurará con su provisional mientras se retire la retenida deteriorada.
-  7.4.14. Se instalarán cuantos vientos provisionales se requieran para poder brindar la seguridad del caso a la estructura.
- 7.4.15. Si se requiere cambiar todas las retenidas de la estructura, se debe comenzar por las retenidas de la fase superior de la estructura.
- 7.4.16. Proceder a retirar los equipos, herramientas y materiales empleados en la ejecución de la tarea, verificando que no quede ningún elemento extraño en el poste.



Reparación de base de poste metálico



- 7.4.17. En caso de haberse determinado la instalación de retenidas provisionales en postes metálicos se deberá colocar estrobos con tacos de madera o abrazadera, para colocar los cables de la retenida a una distancia no menor de 3 metros del conductor inferior.



- 7.4.18. El supervisor, deberá vigilar la actuación del compañero encargado de la instalación de los estrobos que servirán para la instalación de retenidas provisionales que darán seguridad al poste.
- 7.4.19. Proceder a romper el concreto de la base y excavar para descubrir la parte dañada de la base hasta encontrar la parte buena.
- 7.4.20. Preparar la parte de la base dañada para ser reforzada o reemplazada por una plancha que se ha preparado con anticipación.

- 7.4.21. La parte dañada será reemplazada con plancha de metal empleando soldadura.
- 7.4.22. Utilizar grupo electrógeno, máquina de soldadura eléctrica, amolador y otros, para la ejecución de los trabajos.
- 7.4.23. Todos los equipos eléctricos deberán operarse de acuerdo a su instructivo o manual de fabricante
- 7.4.24. En caso de soldadura, emplear los equipos de seguridad para este tipo de tarea (mascara de soldar, mandil de cuero, guantes, etc.)

Fin de la tarea

- 7.4.25. Terminada la soldadura se procederá a limpiar, pulir y pintar las partes trabajadas en el lugar con anticorrosivos.
- 7.4.26. Los desechos generados en la tarea deberán ser trasladados a un Centro de Acopio autorizado.
- 7.4.27. Se retiran los implementos con los que se demarcó la zona de trabajo (conos, cintas de seguridad, etc.).
- 7.4.28. Finalizada la tarea, el técnico a cargo del circuito debe recabar las “Tarjetas de Seguridad Personal” entregadas al inicio de la tarea, firmar la boleta de liberación y retirar el cartel de “Hombres Trabajando” y el candado de bloqueo en el tablero de mando y/o la celda del circuito, para entregar el circuito a Centro de Control.

8. REGISTROS

- 9.1. Lista de verificación de los Equipos de Protección Personal.
- 9.2. Lista de verificación para arneses de seguridad y línea de vida.
- 9.3. Acta de Inspección Previa.
- 9.4. Charla de cinco minutos.

9. ANEXOS

No aplica